ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ
ЛАУРЕАТА ЛЕНИНСКОЙ ПРЕМИИ
ДОКТ. ТЕХН. НАУК
ПРОФ. В. А. ВЕНИКОВА

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

ДОПУЩЕНО
МИНИСТЕРСТВОМ ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ ВЫСШИХ ТЕХНИЧЕСКИХ
УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1975

6П2.11
Э45
УДК 621.311

В. А. Веников, Л. А. Жуков, Г. Е. Поспелов

Рецензенты: кафедра электрических сетей и систем Иркутского политехнического института (зав. каф. доц. В. И. Идельчик); проф. Д. А. Арзамасцев (УПИ).

Веников Валентин Андреевич
Жуков Леонид Алексеевич
Поспелов Григорий Ефимович

РЕЖИМЫ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

Редактор С. М. Оводова. Художник В. З. Казакевич. Художественный редактор Н. К. Гуторов. Технический редактор Э. М. Чижевский. Корректор Р. К. Косинова

Т-13743 Сдано в набор 19/II-1975 г. Подп. к печ. 13/VIII-1975 г. Формат 60×90¹/₁₆. Бум. тип. № 2. Объем 21,5 печ. л. Усл. п. л. 21,5. Уч.-изд. л. 21,69 Изд. № СТД—218 Тираж 20000 экз. Цена 97 коп. Зак. тип. 84
План выпуска литературы издательства «Высшая школа» (вузы и техникумы) на 1975 г. Позиция № 160
Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14, издательство «Высшая школа»

Московская типография № 4 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
г. Москва, И-41. Б. Переяславская ул., дом 46

Электрические системы. Режимы работы электрических
Э45 систем и сетей. Под ред. В. А. Веникова. Учебн. пособие для электроэнерг. вузов. М., «Высш. школа», 1975.

344 с. с ил.

На обор. титул. л. авт.: В. А. Веников, Л. А. Жуков, Г. Е. Поспелов.

Книга входит в единую серию учебных пособий «Электрические системы», но по своему изложению является самостоятельной.

В книге описаны основные методы расчета режимов, имеющих различное назначение; приведены схемы замещения электрических систем; рассмотрены вопросы регулирования активной и реактивной мощностей генератора и применения АРВ как мероприятия, предназначенного для повышения пропускной способности электропередачи; дан анализ поведения системы при отклонениях частоты и напряжения; изложены вопросы эквивалентирования систем, приемы решения линейных и нелинейных уравнений установившегося режима и др.

Книга предназначается для студентов электроэнергетических специальностей вузов. Может быть полезна инженерам, а также научным работникам, занимающимся проектированием и исследованием электрических систем.

Э $\frac{30313-402}{001(01)-75}$ 160 — 75 6П2.11

© Издательство «Высшая школа», 1975

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее учебное пособие является шестой книгой серии «Электрические системы», предназначенной для изучения большой группы вопросов, относящихся к расчету режимов электрических систем. Учебное пособие в первую очередь предназначается для студентов специальности 0304, но в то же время оно отвечает и программе курсов, читающихся на специальностях 0301, 0302, 0303 и 0650, являясь, таким образом, учебным пособием для ряда специальностей. В научно-методическом отношении данная книга продолжает серию ранее выпущенных пяти книг, однако она является совершенно самостоятельной и может читаться и прорабатываться независимо от остальных выпусков. В связи с этим в книге рассматриваются некоторые зависимости и характеристики, развивающие материалы, частично или в других аспектах приводившиеся ранее.

Построение книги может показаться несколько необычным в том отношении, что к проблемам режимов отнесено и определение условий существования стационарных режимов не только в смысле баланса активных и реактивных мощностей, но и в смысле устойчивости их установившихся состояний. Обычно круг этих вопросов относился к переходным процессам, но в настоящей книге они включены в раздел режимов. Авторы полагают, что именно такое изложение наиболее отвечает и существу дела, и современному подходу, позволяющему в ряде случаев уже в ходе расчета режима (потокораспределения) сложных систем итеративными методами одновременно устанавливать и возможность их устойчивой работы (статической устойчивости). Авторы надеятся, что книга будет сочувственно принята читателями — как учащимися, так и инженерами, работающими в области проектирования и эксплуатации электрических систем.

Книга написана коллективом авторов под редакцией В. А. Веникова, осуществляющего общее руководство работой над данной и всеми остальными книгами этой серии.

Введение, предисловие и гл. 1 написаны В. А. Вениковым, гл. 2,5,7— совместно В. А. Вениковым и Л. А. Жуковым, гл. 3 и 4 — Л. А. Жуковым, гл. 6 и 8 — совместно В. А. Вениковым и Г. Е. Поспеловым.

Авторы просят все замечания и пожелания направлять в адрес издательства «Высшая школа» или кафедры «Электрические системы» Московского энергетического института.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электрических систем, которое, согласно решениям XXIV съезда КПСС, в девятой пятилетке будет идти особенно быстрыми темпами, выдвигает перед инженерами нашей страны серьезнейшую проблему — не только освоение имеющейся методологии расчетов режимов этих систем, но и ее дальнейшее совершенствование, проводимое обязательно с учетом огромных возможностей, открываемых современной вычислительной техникой.

Расчеты режимов электрических систем имеют различное назначение, отвечающее тем широким задачам, которые возникают при исследовании электрической системы как большой системы.

Рис. В-1 в наглядной форме представляет эти задачи и соотношение между ними, отвечающие иерархии уровней управления: *1* — годового; *2* — сезонного; *3* — недельного; *4* — суточного; *5* — текущего. Территориальная иерархия уровней управления имеет следующие обозначения: *1* — центральное диспетчерское управление; *2* — диспетчерское управление объединения; *3* — районное диспетчерское управление; *4*—сетевые районы, станции, подстанции. Здесь *I* означает управление развитием, а *II* — управление функционированием.

Методы анализа, рассматриваемые в настоящей книге, касаются четырех разделов, показанных на рис. В-1, а именно расчета режима на сутки, расчета текущего режима, прогнозных расчетов как при функционировании, так и при развитии системы. Напомним (см. т. I и II серии «Электрические системы»), что здесь под *режимом* электрической системы понимается ее состояние, определяемое *параметрами режима*, т. е. теми показателями, которые с исчерпывающей для рассматриваемой задачи полнотой характеризуют режим. К параметрам режима относятся напряжения, действующие в отдельных точках системы, токи и мощности (активные и реактивные), протекающие по электрическим сетям системы к потребителям (нагрузкам). Параметры режима изменяются при изменении режима и их иногда называют *переменными*, или *координатами*. К определению параметров режима и показателей, характеризующих его качество (надежность, экономичность), сводится проблема расчета режима. Ряд задач, относящихся к этой проблеме, рассмотрен в настоящей книге, построение и изложение которой предполагает знакомство с литературой по вопросам режимов электрических систем. Поэтому при изложении методов расчета режимов, их сопоставлении и оценке авторы допускают описательный подход, расширяющий кругозор читателя, и вводят его в курс современных проблем иногда без анализа деталей и без конкретизации рабочих операций, необходимых для практических расчетов. В расчетах режимов электрических систем рассматриваются задачи, в значительной мере вытекающие из задач теории цепей или соприкасающиеся с ними.

Теория цепей, а следовательно, в какой-то мере, и теория режимов электрических систем берут свое начало в работах Кирхгофа. На современном этапе можно отметить существование двух научных направлений этой дисциплины, обеспечивающих создание практических методов расчета режимов электрических сетей и систем. Первое направление вытекает непосредственно из работ Кирхгофа. Для него характер-

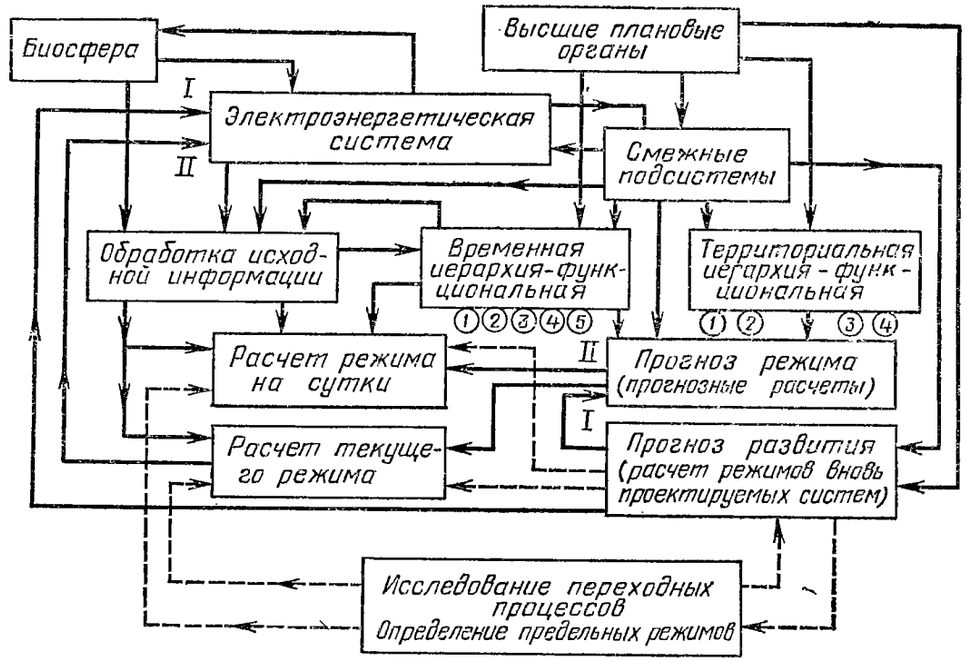


Рис. В-1

но применение алгебраических методов решения, приспособленных к конкретным задачам электротехники и, более того, к задачам сетей и систем. Другое направление использует абстрактно-топологический подход, широко развитый в работах Крона и послуживший физической основой для развития большой отрасли математики, которая в настоящее время называется топологией и широко применяется, уже как практическая методика, во многих методах расчетов, относящихся к электротехнике, механике и другим техническим задачам. Топология имеет дело с неметрическими свойствами геометрических объектов, т.е. оценивает их, не включая ни расстояния, ни длины, ни площади, ни объемы. При топологическом подходе изучаются структуры соединений элементов цепи, полностью определяющие число независимых контурных токов (или число независимых потенциальных узлов) и другие показатели сложной системы. Изучение облегчается широким применением топологических понятий. Так, в последнее время в расчеты электрических систем введены из теории графов понятия деревьев, ветвей, была установлена связь определителя матрицы полных проводимостей цепи и величин, характеризующих ветви деревьев. Все это имело существенное значение для развития матричных способов изучения электрических сетей и режимов электрических систем. Начинающий применяться при расчетах принцип так называемых графов-

сигналов, по существу, является продолжением и развитием методов графов и теории блок-схем в расчетах электрических сетей режимов систем и в теории их автоматического регулирования. Топологический анализ в различных его вариациях, а далее и приемы и методы синтеза электрических цепей начинают внедряться в электроэнергетику. Эти методы, предусматривающие поиск деревьев графов, имеют определенные достоинства по сравнению с чисто матричными расчетами, вычислением определителей и их алгебраических дополнений. В частности, они требуют меньше вычислений, особенно в случае пассивных цепей. В настоящее время появляются различные алгоритмы топологических методов — поиска деревьев и другие, имеющие в ряде случаев преимущество по сравнению с матричными расчетами как в отношении использования исходной информации, так и в отношении количества расчетных операций. Необходимо иметь в виду, что при расчетах, проводимых на вычислительных машинах, исходная информация, записанная в матричной форме, как правило, задается при существенной алгоритмической избыточности. Это означает, что при расчетах определителя матриц и их алгебраических дополнений часть выполняемых вычислений, по сути дела, является излишней. Топологические методы, используемые при расчетах режимов в настоящей книге, в подавляющем большинстве случаев позволяют избавиться от этого недостатка и упростить решение*. Однако переход к топологическим методам невозможен без детального изучения и освоения матричных методов. Инженеру-электроэнергетику необходимо уделять их изучению значительное внимание, их необходимо освоить с тем, чтобы ориентироваться на новые методы, отходя от тех практических методов, которые сводились к упрощенному решению систем алгебраических уравнений (известные методы Кольтри, Фрика и т.д.).

За последние 10—15 лет техника решения задач, связанных с расчетом режимов электрических систем, сильно осложнилась. Инженеру теперь приходится иметь дело с системами уравнений очень высоких порядков и, что особенно важно, с нелинейными уравнениями. Для их решения применяются, как правило, итерационные методы, сходимость которых зависит как от выбранного метода, так от структуры и параметров изучаемой системы. В ряде случаев вопрос о том, сходится ли (и насколько быстро сходится) решение системы уравнений, описывающих режим, приобретает самое существенное, можно сказать решающее, значение для практики инженера. Выявление условий сходимости и способов ускорения требует специальных методов. Изучить некоторые необходимо инженеру-электроэнергетику. Однако детализация этих методов при обучении в вузе оказывается невозможной из-за недостатка времени.

Общее знакомство с этими вопросами все же необходимо и поэтому в настоящем учебном пособии его авторы наряду с общепринятыми, ставшими уже классическими методами расчета режимов генераторов и сетей попытались также дать и некоторые общие характеристики современных методов и познакомить учащегося с оценкой их свойств. Такая попытка сделана в несколько необычной для учебных пособий форме, а именно в виде обобщенного обзора методов и оценки свойств этих методов. Оценка, данная в гл. 1, может быть доведена «до числа» только после соответствующего изучения гл. 4 и дополнительной литературы, приведенной в библиографии к гл. 1 и 4. Следует учесть, что авторы не доводят рассмотрение методов до конкретных программ, которые позволили бы переносить расчеты непосредственно на цифровые вычислительные машины (ЦВМ). Это невозможно здесь сделать прежде всего из-за ограниченного объема книги. Однако применение ЦВМ для расчетов при изложении все время имеется в виду и именно с этих позиций приводятся все соображения о способах решения. Рассматривая в книге расчеты режимов электрических систем и их сетей (именно систем), авторы отошли от традиционного «сетевого» подхода, когда режим сети рассматривался независимо от режима источников питания. На протяжении всей книги они попытались рассматривать сеть и источники в едином плане. С учетом такого подхода можно характеризовать содержание отдельных глав книги следующим образом.

В гл. 1 в общем виде рассмотрены методы исследования установившихся режимов электрических систем. Главное внимание при этом обращено на связь практических методов расчета режимов с методами расчета электрических цепей, известных из курсов ТОЭ при обычно принятых там обозначениях. Здесь сделана попытка дать понятие о специальных вопросах, возникающих при расчетах установившихся режимов, как существование, единственность, сходимость решения уравнений, составленных для анализа нормальных условий работы электрических систем при одновременном выявлении связи с апериодической статической устойчивостью этих систем. Гл. 1 является общей — обзорной, дающей постановку задачи расчетов, но не касающейся техники их выполнения (см. гл. 4).

В гл. 2 рассмотрены схемы замещения электрических систем и характеристики их режимов. Дан анализ работы системы «станция — шины неизменного напряжения». Выведены формулы для определения активной и реактивной мощностей генератора и шин приемной системы с учетом активных сопротивлений элементов системы. Рассмотрены вопросы регулирования активной и реактивной мощностей генератора и применения автоматического регулирования возбуждения (АРВ) как мероприятия, предназначенного для повышения пропускной способности электропередачи. Дан анализ поведения системы при отклонениях частоты и напряжения от номинальных значений, причем это выполнено с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

В гл. 3 изложены вопросы эквивалентирования электрических систем, которые в настоящее время, в связи с созданием автоматических систем диспетчерского управления (АСДУ) электроэнергетическими системами, приобретают существенное практическое значение. Рассмотрены методики точного и приближенного эквивалентирования. Приведены критерии эквивалентности преобразования при объединении ветвей генераторных станций.

В гл. 4 рассмотрены установившиеся рабочие режимы электрических систем и сетей. Дано сопоставление методов расчета установив-

* В гл. 1 имеется некоторое повторение материала, приведенного в т. I и II серии «Электрические системы», отличающееся подходом к задаче.

шихся режимов, отличающихся от общих методов и их классификации, приведенных в гл. 1, конкретным практическим подходом к оценке методов. Изложены технические приемы решения линейных и нелинейных уравнений установившегося режима электрической системы. Рассмотрены также вопросы определения мощностей генераторных станций, нахождения статического предела мощности при учете характеристик АРВ пропорционального типа и разделения электрической системы на подсистемы.

Гл. 5 содержит важный вспомогательный материал, овладение которым необходимо для освоения техники расчетов режимов электрических систем. Бóльшая часть главы посвящена определению собственных и взаимных проводимостей ветвей схем замещения электрических систем. В ней подробно изложены методы получения собственных и взаимных проводимостей для различных практически важных случаев.

В гл. 6 описаны те основные технико-экономические показатели энергетических систем, для определения (и улучшения) которых по существу и делаются все те расчеты, которые описаны в предшествующих главах. Здесь приведены основные экономические показатели и указаны те предпосылки, которые принимались при их определении. В связи с этим в главе рассмотрены оценки капиталовложений, потери мощности и энергии и ежегодные издержки на эксплуатацию. Даны выражения для определения приведенных затрат и ущерба от перерыва электроснабжения. Описаны основные положения, касающиеся сопоставления вариантов и понятий об оптимальном соотношении капитальных вложений и потерь в линиях электропередачи. Вкратце рассмотрено построение управления и эксплуатации энергосистем.

В гл. 7 наибольшее внимание уделено анализу качественных показателей электроэнергии, установленных ГОСТ 13 109 — 67. Здесь рассмотрена также непосредственная их связь с балансом активной и реактивной мощности в объединенной энергосистеме. Хотя понятие «ущерба», по мнению авторов, имеет очень ограниченное значение, тем не менее для электростанций и потребителей ущерб, обусловленный отклонениями частоты и напряжения от их номинальных значений, оценить полезно, равно как и аварийные ситуации, возможные при значительных отклонениях этих параметров режима. Достаточное внимание уделено здесь и вопросу регулирования частоты при различных характеристиках регуляторов турбин. Сформулированы понятия «первичного» и «вторичного» регулирования частоты. Показана роль автоматических регуляторов в повышении качества электроэнергии и облегчении труда обслуживающего персонала электростанций.

В гл. 8, непосредственно продолжающей гл. 6 и 7, рассмотрены экономические предпосылки развития энергосистем и дана общая характеристика задач, возникающих при их развитии. Рассмотрены вопросы выявления электропотребления и методы определения нагрузок. Значительное внимание уделено прогнозированию графиков нагрузок. Описана задача выбора источников энергии и приведены технико-экономические закономерности, действующие при выборе схем и номинальных напряжений электрических сетей.

ГЛАВА 1 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЕЕ РЕЖИМОВ

§ 1-1. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА. СВОЙСТВА. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Являясь физической системой, электрическая система состоит из ряда простейших взаимодействующих материальных объектов, называемых *элементами* (или компонентами). Каждый элемент, в данной задаче рассматриваемый как простейший и не подлежащий дальнейшему делению, в других задачах может рассматриваться как физическая система, образованная совокупностью еще более простых взаимодействующих между собой элементов. При исследовании свойств электрической системы с заданными элементами (при анализе) и при конструировании электрической системы с заданными свойствами (при синтезе) система описывается некоторой математической моделью. *Модель* — это объект изучения (например, явление, процесс, система, установка, знаковое образование), находящийся в отношении подобия к моделируемому объекту.

Модель содержит упорядоченное множество алгебраических или геометрических символов, указывающих на те операции, которые надо провести, чтобы отразить взаимодействие элементов в изучаемой системе.

Модель должна быть подобна изучаемой системе. Под *подобием* здесь понимается взаимно однозначное соответствие между двумя объектами, при котором функции перехода от одних параметров, характеризующих один из объектов, к другим параметрам известны, а математические описания этих объектов могут быть преобразованы в тождественные.

Для полного описания электрической системы, как и всякой физической системы, с раскрытием содержания всех ее элементов следовало бы построить, вообще говоря, математическую модель с бесконечным числом элементов. Это, конечно, нереально, так как такая модель будет непригодна для решения практических задач. Поэтому любая модель электрической системы, как и всякой физической системы, является конечной, приближенной, отражающей только наиболее существенные для данной задачи свойства. При увеличении числа элементов модели процесс исследования резко усложняется. Поэтому всегда стремятся так построить модель изучаемой

системы, чтобы в ней содержался только минимум необходимых элементов, представленных соответствующим образом в таком количестве, которое позволило бы определить искомые свойства с требуемой для данного конкретного случая точностью, отбросив явления несущественные или малосущественные для данной задачи. Происходящие в системе процессы отражают взаимодействие элементов, поэтому свойства физической системы или ее компонентов можно оценивать соотношениями взаимодействий и реакций системы на эти воздействия или в более широком смысле причинами и следствиями. При воздействии на систему некоторых внешних сил в ней проявляются внутренние силы, являющиеся реакцией на это воздействие. Свойства сил воздействия и свойства реакций представляются некоторыми математическими величинами, которые называются *параметрами режима*. Напомним, что *режим* — это состояние системы, в которой происходят те или иные процессы, характеризуемые именно параметрами режима: свойства самой системы как физически существующего объекта математически отражаются некоторыми величинами, называемыми *параметрами системы*. Параметры системы принимаются постоянными, если специально не указана их зависимость от времени или от тех или иных параметров режима. Обычно физическая система, содержащая в своем составе все источники воздействующих сил, называется *автономной*, а система, в которой эти действующие источники находятся вне рассматриваемой системы и входят в нее как воздействия на границах, называется *неавтономной*. Электрические системы, в которых имеются взаимодействующие подсистемы, параметры которых заданы только на их границах, также будут неавтономными.

В электроэнергетике (не вполне строго в смысле указанной теоретической терминологии) автономными считают такие электрические системы, в которых все источники энергии и все потребители объединены в замкнутую систему, причем все элементы ее по отдельности известны. В соответствии с таким подходом к автономным системам относят, например, электрические системы самолетов, кораблей, отдельные сельскохозяйственные и фабрично-заводские системы, системы лесоразработок и другие, не присоединенные к общей энергетической системе района или страны.

Однако любая электрическая система, входящая на правах подсистемы в единую энергетическую систему, будет неавтономной. Точки присоединения подсистем, равно как и точки, где появляются какие-либо воздействия на систему, называются *входами*. Совокупность входов, для которой ни одна из ее переменных не может быть выражена алгебраической суммой или линейной комбинацией других переменных на входах этой совокупности, называется независимой. Величины переменных на независимых входах можно рассматривать как проекцию некоторых обобщенных n-мерных векторов, характеризующих внутреннее состояние системы. Свойства физических элементов, из которых составлена электрическая система, отражаются в величинах ее параметров, которые в общем случае зависят от величин, действующих в системе обобщенных сил (токов, напряжений, мощностей), называемых параметрами режима. Если параметры системы зависят от параметров режима, то они называются нелинейными, при этом и система называется *нелинейной*. Если в интересующих нас пределах параметры системы будут мало меняться при изменении обобщенных сил, действующих в системе (параметров режима), то параметры можно считать в условиях данной задачи постоянными, а систему — *линейной**. Параметры системы могут изменяться во времени независимо от действующих в системе сил, в этом случае система называется *параметрической*. В рассматриваемых задачах можно пренебречь скоростью распространения обобщенных сил, действующих в системе, и полагать, что каждая сила воздействия, как и сила реакции, в данный момент времени одинаково проявляется во всех точках системы, а время появления реакции не зависит от размеров элементов. При этом свойства элементов системы описываются некоторыми суммарными параметрами, которые сосредоточены в одном «точечном» (не имеющем пространственных размеров) элементе. В этом случае можно говорить о системе с сосредоточенными параметрами. Любой элемент электрической системы может быть представлен в виде электрической цепи, для которой в свою очередь можно составить схему замещения.

Схема замещения характеризуется такими показателями, как число ветвей M, число узлов N и число взаимно независимых контуров k. Под *ветвью* понимается часть схемы замещения с сосредоточенными параметрами, которая не имеет промежуточных присоединений; ток в любом месте ветви один и тот же. Каждая ветвь имеет условно выбранное направление между начальным и конечным узлами. Причем к выбору направлений всех ветвей подход единый. Под *узлом* понимается характерная точка схемы замещения, в которой соединены несколько (не менее двух) ветвей или к которой приложена нагрузка. Между каждой парой узлов обычно предполагается включенной только одна ветвь. В любой схеме имеется $(N - 1)$ взаимно независимых узлов и один балансирующий узел. Под *контуром* понимается замкнутая цепочка ветвей. *Независимым* называется контур, принадлежащий к системе линейно независимых контуров, уравнение которого не может быть получено путем линейной комбинации из уравнений, составленных для

---

* Иногда говорят о линейности и нелинейности в смысле связи между собой параметров режима. Так, в линейной системе ток пропорционален напряжению, а мощность является квадратичной (и в этом смысле нелинейной) функцией напряжения. Поэтому уравнения, включающие только токи, напряжения и линейные параметры системы, характеризуются как *линейные*, а уравнения, включающие мощности, напряжения и линейные параметры системы — как *нелинейные*. Между понятиями линейности параметров и линейности уравнений, таким образом, есть разница, которая снимается в общем определении, данном Месаровичем. Он определяет любую функциональную систему S как отображение множества входов $\overline{X}$ в множество выходов $\overline{Y}$, т. е. $S : \overline{X} \to \overline{Y}$. При этом каждому $x \in \overline{Y}$ ставится в соответствие единственное значение $y \in \overline{Y}$. Если все y (x) линейны, то линейна и система в целом, т. е. линейно отображение $S : \overline{X} \to \overline{Y}$. См.: М. Месарович, Д. Мако, И. Такахара. Теория иерархических многоуровневых систем. «Мир», 1973.

других контуров*. Рассмотренные показатели связаны соотношением

$$M = k + N - 1.$$

Рабочий режим, получаемый с помощью схемы замещения, будет определяться однозначно. Напомним, что ветвь i схемы замещения обладает сопротивлением Z_i. Ток I_i, проходящий в ней, считается положительным, если он совпадает с направлением ветви. То же относится к э. д. с. E_i, действующей в ветви i. Положительное значение напряжения U_i на ветви i определяется между ее начальной и конечной вершинами. Если ветвь i не связана с другими ветвями взаимными сопротивлениями, то

$$\dot{U}_i = \dot{Z}_i \dot{I}_i - \dot{E}_i.$$

Часто в схеме замещения появляется взаимное сопротивление $\dot{Z}_{ij}$, которое может быть как положительным, так и отрицательным. В его трактовке имеется определенная условность. Так, например, сопротивление $\dot{Z}_{ij}$, обусловленное взаимной индуктивностью между ветвями i и j, в схеме замещения считается положительным, если положительный ток $\dot{I}_i$ вызывается положительной э. д. с. $\dot{E}_j$ (при этом положительный ток $\dot{I}_i$ вызывает отрицательную э. д. с. $\dot{E}_j$). Взаимное сопротивление считается отрицательным, если положительный ток в одной ветви вызывается отрицательной э. д. с. в другой ветви. К каждому узлу схемы может быть приложена нагрузка, ток которой считается положительным, если имеет направление от узла. Кроме того, схема замещения может содержать элементы трансформации с вещественными или комплексными параметрами (коэффициентами трансформации). При расчетах часто предполагается, что трансформация в схеме замещения отсутствует и ее эффект отражен в значениях соответствующих параметров схемы замещения.

Как указывалось ранее, в системе уравнений, составленной для узлов, независимыми могут быть только $(N - 1)$ уравнений, содержащих q неизвестных токов. Для нахождения этих токов составляются остальные уравнения в соответствии с законами Кирхгофа. Таким образом, задача расчета линейной электрической цепи сводится к составлению и решению системы линейных уравнений, где в качестве неизвестных фигурируют токи в ветвях, при этом число уравнений и число неизвестных токов равны числу ветвей цепи M.

Несмотря на принципиальную простоту задачи расчета р е ж и м а с и с т е м ы, т. е. определения во всех ветвях схемы замещения токов (потоков мощности) и во всех узлах напряжений, этот расчет при большом числе узлов практически оказывается очень громоздким и трудоемким. Современная вычислительная техника, позволяющая проводить

* Понятие *системы линейно независимых* контуров предусматривает, что: 1) совокупность уравнений системы контуров включает токи всех ветвей данной замкнутой сети при числе контуров $k = M - N + 1$; 2) уравнение каждого контура системы не может быть получено линейной комбинацией уравнений других контуров этой же системы. Именно в этом смысле каждый контур такой системы называется *невависимым*.

вычисления такого рода на цифровых вычислительных машинах, облегчает задачу инженера, но требует ее обобщенной формализованной записи. Такую запись удобнее всего сделать, применяя матричные методы исследования.

§ 1-2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К УСТАНОВИВШИМСЯ РЕЖИМАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

При расчетах и осуществлении режимов электрических систем надо иметь в виду, что они должны отвечать определенным требованиям, имеющим общефизический характер. Часть требований одинаково обязательна для всех систем, а часть вытекает из конкретного назначения рассматриваемых систем и устанавливается на основе практических соображений, фиксируемых обычно в так называемых нормативах. Из общефизических соображений прежде всего вытекает требование возможности существования режимов. Эта осуществимость для простейших систем легко выявляется на основе элементарных физических представлений; для сложных систем такие свойства часто оказываются скрытыми и выявить их можно только сложными математическими построениями. Необходимым условием существования режимов является также их устойчивость. Кроме того, в любом режиме системы должны быть обеспечены требования нормативного характера, к главнейшим из которых можно отнести:

1) удовлетворительное *качество* энергии, которой снабжаются потребители;

2) достаточную *надежность* снабжения потребителей энергией. Потребители должны получать энергию без перерывов и без снижения ее качества;

3) высокую *экономичность* снабжения потребителей энергией при удовлетворительном ее качестве, достаточной надежности, возможно меньших затратах средств на ее производство, передачу и распределение.

Рассматривая установившиеся режимы, необходимо коснуться и переходных режимов электрических систем, в результате которых появляется тот или иной установившийся режим. Переходный режим должен заканчиваться некоторым желательным по тем или иным соображениям установившимся режимом. Существенно знать, будет ли этот режим о с у щ е с т в и м при принятых параметрах, а если осуществим, то будет ли он у с т о й ч и в и д о с т а т о ч н о н а д е ж е н для того, чтобы система могла длительно работать, не боясь неизбежно появляющихся в процессе работы случайных изменений режима, которые могут приводить к нарушению синхронной работы, т. е. вызывать н а р у ш е н и е у с т о й ч и в о с т и.

Осуществимость, или условия существования, установившегося режима. Режим, который должен установиться после возмущения и последующего переходного процесса, требует для своего осуществления баланса мощности. Активная мощность, вырабатываемая генераторами системы $P_г$, должна быть равна сумме мощности, поглощаемой

в нагрузках $P_н$, и мощности, рассеиваемой во всех элементах системы ΔP:

$$P_г = P_н + \Delta P = P.$$

В цепях переменного тока аналогичное условие существует и для реактивной мощности:

$$Q_г = Q_н + \Delta Q = Q.$$

Активная и реактивная мощности связаны соотношением

$$S^2 = P^2 + Q^2,$$

где S — полная мощность, поэтому выражения для $P_г$ и $Q_г$, записанные выше, нельзя рассматривать как независимые и пользоваться ими без дополнительных условий, отражающих те или иные связи. В каждом случае, вообще говоря, необходимо проводить исследование этих связей. Однако практика работы современных энергетических систем, параметры которых лежат в определенных диапазонах, позволяет установить некоторые закономерности, которыми может и должен пользоваться инженер в своей работе. Так, известно, что *изменение активной мощности, вырабатываемой генераторами, влияет главным образом на изменение частоты в системе*, оказывая сравнительно небольшое влияние на напряжение.

Изменение реактивной мощности, выдаваемой устройствами, генерирующими ее, влияет главным образом на изменение напряжения в системе (общий уровень напряжения и напряжения в отдельных точках системы).

Необходимость баланса активной и реактивной мощности приводит к следующему правилу. *Для возможности существования установившегося режима необходимо, чтобы графически представленные зависимости* $P_г = \varphi_1(П)$ и $P = \varphi_2(П)$, где $П$ — *некоторый параметр режима, пересекались между собой или хотя бы касались друг друга, т. е. имели бы не менее одной общей* (*для* $P_г$ *и* P) *точки при значении параметра* $П = П_1$.

При этом зависимости $Q_г = \psi_1(П)$ и $Q = \psi_2(П)$ также должны иметь не менее одной общей точки при том же значении $П = П_1$. Такой графо-аналитический способ определения параметров установившегося режима широко применяется на практике. Для пояснения его рассмотрим несколько примеров.

1. В схеме, приведенной на рис. 1-1, *а*, нагрузка нелинейна, так как входящее в нее активное сопротивление зависит от приложенного напряжения: $r = \psi(U)$. Предположим, что значение этого сопротивления уменьшилось с r_0 до r_1. Какие параметры будет иметь новый установившийся режим, если активная мощность генератора постоянна и не зависит ни от его э. д. с., ни от нагрузки, а значение сопротивления x не изменяется? В качестве характерного параметра $П$ возьмем напряжение U в точке H. Построим вместо характеристики мощности *1* (при r_0) новую характеристику 2 (рис. 1-1, *б*). Точка ее пересечения α с характеристикой мощности генератора P_0 указывает значение напряжения, которое должно установиться, если режим будет существовать.

Но для того чтобы он мог существовать, необходим баланс реактивной мощности. При напряжении U_0 он соблюдался: характеристики мощности $Q_г$, поступающей от генератора, и мощности Q пересекались в точке β (рис. 1-1, *в*). При U_1 мощность $Q_{г1}$, которую дает генератор, больше мощности, которую при том же напряжении потребляет нагрузка. Следовательно, при $P_0 = \text{const}$ и $r = r_1$ режим не может существовать. Для его осуществления надо изменить реактивную мощность, отдаваемую генератором в точку подключения нагрузки H. Это можно сделать, уменьшая ток возбуждения генератора и тем самым уменьшая его э. д. с. $E_г$.

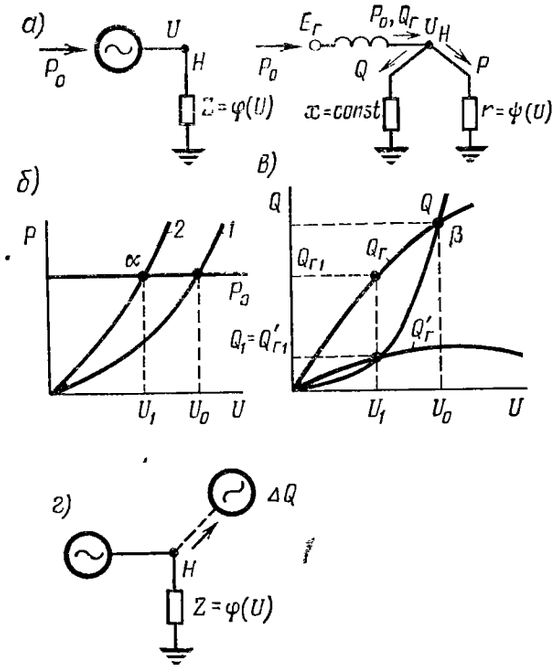


Рис. 1-1

Регулируя э. д. с. $E_г$, можно получить зависимость $Q'_г = f(U)$ (рис. 1-1, *в*), при которой (при $U = U_1$) $Q'_{г1} = Q_1$, т. е. существование режима будет обеспечено. Другой возможностью осуществления режима является подключение к точке H (рис. 1-1, *г*) некоторой дополнительной реактивной нагрузки, поглощающей избыток мощности $Q_{г1} - Q_1$.

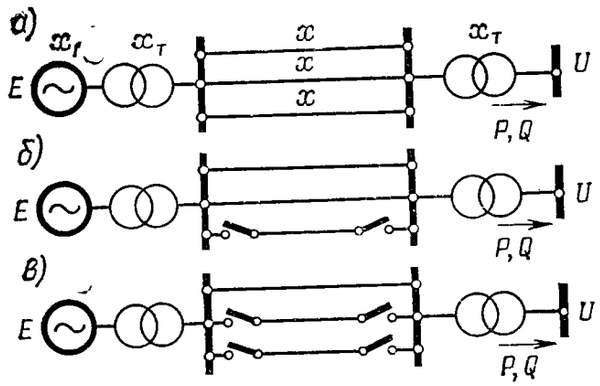


Рис. 1-2

2. Рассмотрим трехцепную электропередачу (рис. 1-2, *а*), которая связывает станцию с шинами неизменного (т. е. постоянного по величине и частоте) напряжения. Предположим, что одна цепь электропередачи отключилась и схема приняла вид, показанный на рис. 1-2, *б*. Сопротивление между точками приложения неизменных по величине э. д. с. E и напряжения U выросло в отношении

$$\left(x_г + 2x_т + \frac{1}{2}x\right) \Big/ \left(x_г + 2x_т + \frac{1}{3}x\right) = m.$$

Соответственно характеристика активной мощности $P = P_{m2}\sin\delta$ (δ — угол между векторами $\dot{E}$ и $\dot{U}$), показанная на рис. 1-3, стала иметь в m раз меньшее максимальное значение. Если активная мощность, отдаваемая генератором, не изменилась, то угол δ, рассматривае-

мый в качестве характерного параметра, увеличится с δ_1 до δ_2. Реактивная мощность (рис. 1-4) также будет изменяться при изменении конфигурации системы (электропередачи). Так, характеристика $Q = f(\delta)$ для случая *а* (см. рис. 1-2) будет представлена зависимостью *1* на рис. 1-4.

Значение реактивной мощности Q_2, найденное по характеристике *2* при угле δ_2, будет отличаться от прежнего значения Q_1. Таким образом, после изменения параметров системы (в данном случае сопротивления в m раз) режим осуществим, если имеется возможность свободного изменения реактивной мощности.

Если отключить две цепи электропередачи (см. рис. 1-2, *в*), то сопротивление увеличится в $n = (x_г + 2x_т + x)/(x_г + 2x_т + \frac{1}{3}x)$ раз

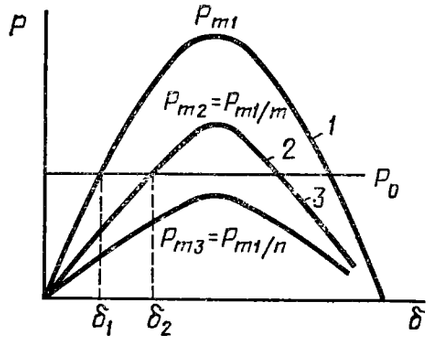


Рис. 1-3

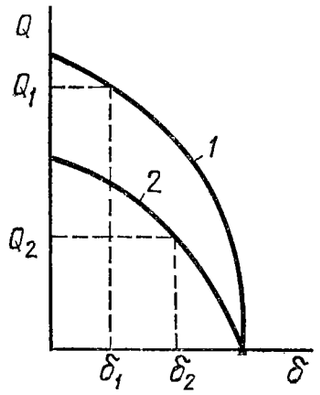


Рис. 1-4

и соответственно в n раз уменьшится максимум характеристики $P = P_{m3} \sin \delta$, которая в этом случае не пересекается с характеристикой $P_г = P_0 = \text{const}$ и, следовательно, существование режима будет невозможно. В общем случае определение осуществимости режима и нахождение его параметров по балансу реактивной мощности производится так, как это показано на рис. 1-5, *а*. Здесь рассматривается система с узловой точкой, в которой присоединена нагрузка H, потребляющая при напряжении U_0 активную P_0 и реактивную Q_0 мощности. Нагрузка снабжается активной и реактивной мощностями, вырабатываемыми четырьмя станциями (*1*—*4*), причем $\sum_1^4 P_i = P_{г0}$ и $\sum_1^4 Q_i = Q_{г0}$. Начальный режим характеризуется графиками, представленными на рис. 1-5, *б*, *в*, где показаны характеристики реактивной (рис. 1-5, *б*) и активной (рис. 1-5, *в*) мощностей в функции напряжения в узле нагрузки. Предположим, что одна из станций системы отключилась и новая характеристика реактивной мощности $Q_{г1} = f(U)$ пересекается с характеристикой $Q_н = f(U)$ при напряжении U_1 (рис. 1-5, *б*, кривая *1*). Именно это напряжение и установится в послеаварийном режиме, если активная мощность оставшихся в работе трех станций будет автоматически регулироваться так, что при $U = U_1$ наступит баланс (рис. 1-5, *в*) активных мощностей. Практически в си-

стемах, аналогичных показанным на рис. 1-5, *а*, новый установившийся режим определяется именно по пересечению характеристик $Q_н$ и $Q_{г1}$, а станция, регулирующая частоту, обеспечивает баланс активных мощностей. Если бы мощность отключенной станции была слишком велика, то послеаварийный режим мог бы оказаться неосуществимым

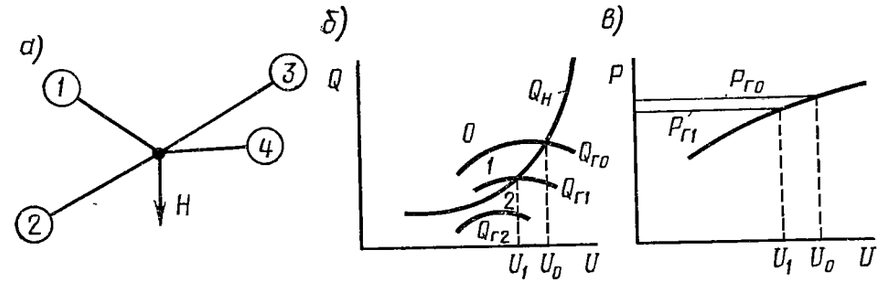


Рис. 1-5

или потому что «не хватило бы реактивной мощности», т. е. характеристика $Q_{г2} = f(U)$ генерации реактивной мощности (рис. 1-5, *б*, кривая *2*) не пересеклась бы с характеристикой $Q_н$, или потому что регулирующая частоту станция не обеспечила бы баланс активной мощности, т. е. «не хватило бы активной мощности».

При использовании метода пересечения характеристик узловая точка как бы разделяется на две и отдельно строится характеристика для мощностей $Q_г$, $P_г$ или токов I, которые могут к ней подтекать, и отдельно для мощностей или токов, которые могут от нее оттекать. На рис. 1-6 приведено построение характеристик «генерации» и «нагрузки» для выделенной точки a в системе. На рис. 1-6, *а* показана выделенная точка с параметром режима $П$, зависящим от $П_1$ (например, реактивная мощность от напряжения); на рис. 1-6, *б* — приведено условное разделение системы в точке a; на рис. 1-6, *в* — раздельное построение характеристик $П_г = \varphi(П_1)$ и $П_н = \varphi(П_1)$ при независимом переменном $П_1$; на рис. 1-6, *г* — совмещение характеристик $Г$ и H и определение точек возможного существования режима α и β. По взаимному расположению двух характеристик, построенных в функции какого-либо параметра режима $П_1$, проверяется совместимость характеристик и осуществимость послеаварийного режима: если он осуществим, то

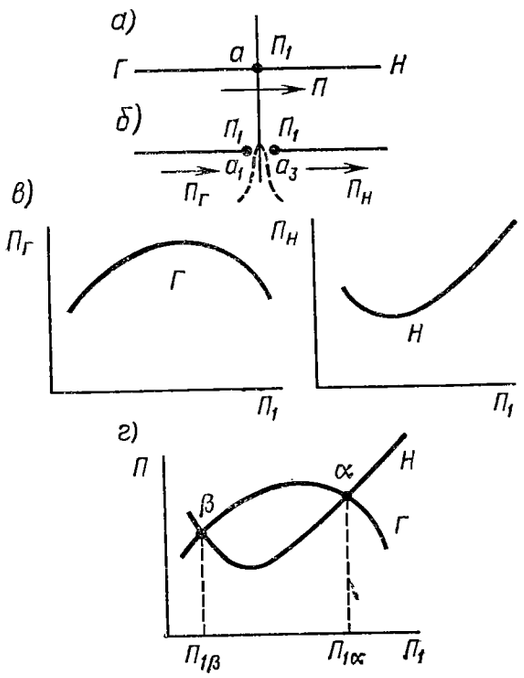


Рис. 1-6

сразу же находят его параметры. Такой подход разумеется возможен только в случае простейшей системы, характеристики которой можно представить в двух измерениях, расположенных на плоскости. Уравнения ее содержат только две переменные (две степени свободы) $P_г$, $Q_г$, входящие в уравнения баланса, где $P_н$, $Q_н$ заданы:

$$P_г - P_н = 0;\ Q_г - Q_н = 0.$$

В случае сложной системы число переменных m (иначе называемых степенями свободы) может быть очень велико (сотни и даже тысячи). При этом вопрос о существовании режима уже не может быть решен так просто, как это было сделано для двух переменных ($m = 2$). Здесь уже требуется исследование систем уравнений, которые могут быть представлены только в многомерном пространстве. Может случиться так, что число уравнений n будет меньше числа переменных m. Такие системы будут неопределенными. При $m < n$ системы будут переопределены. Большое число степеней свободы характеризует возможность существования множества режимов, удовлетворяющих заданной нагрузке потребителя. Вопросы расчета режима сложной системы будут рассмотрены далее (см. § 1-5).

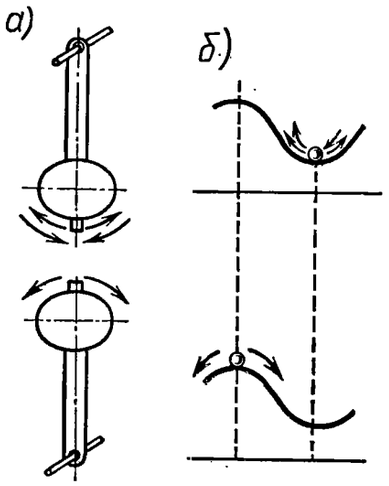


Рис. 1-7

Оценка устойчивости установившегося режима. Принципиальная возможность существования режима еще не означает, что этот режим сможет длительно существовать и будет достаточно надежным в том смысле, как было указано выше.

Рассмотрим сначала самые простые случаи. Так, например, из элементарных представлений очевидно, что у системы, показанной на рис. 1-7, *а* (маятник), есть состояния (режимы), в которых система, получив случайное возмущение, стремится восстановить исходный режим или близкий к нему (рис. 1-7, *б*). В других случаях подобное возмущение уводит систему от исходного режима, который поэтому должен быть оценен как неустойчивый. *Природа неустойчивости всегда обусловлена энергетическими свойствами системы.* В установившемся режиме энергия $W_г$, поступающая в систему извне*, расходуется в нагрузке и идет на покрытие потерь ($W_н + \Delta W$). При появлении в системе какого-либо возмущения (случайно исчезающего или непрерывно действующего) изменяются параметры режима. Предположим, что возмущение проявляется в изменении только одного параметра $П$ и именно этот параметр определяет режим. Предположим далее, что изменение м а л о, т. е. что рассматриваются только такие отклонения, при которых участки характеристик, определяющих режим, можно считать линейными. В возмущенном режиме (при появления $\Delta П$) этот

* Например, для генераторов электрической системы энергией, приходящей извне — поступающей в систему, будет энергия первичных двигателей.

баланс нарушается, так как происходит изменение свойств системы, при котором энергия либо поглощается, либо высвобождается. Если свойства системы таковы, что расход энергии $W = W_н + \Delta W$ после отклонения режима (после возмущения) будет происходить более интенсивно, чем увеличение энергии $\Delta W_г = f(П)$, которую может дать после возмущения внешний источник, то новый (возмущенный) режим не может быть обеспечен энергией и в системе *должен восстанавливаться прежний установившийся режим* (или режим, близкий к нему), *т. е. система будет устойчива.* Из этого определения устойчивости следует, что математически записанным условием ее сохранения, или, как говорят, критерием устойчивости K будет условие $\Delta W/\Delta П > \Delta W_г/\Delta П$ или, в дифференциальной форме, $d(W_г - W)/dП < 0$.

Введем обозначение $W_г - W = \Delta W_{Σг}$ и назовем его *избыточной энергией.* Эта энергия положительна, если дополнительная энергия генерации, появляющаяся при возмущении, будет возрастать интенсивнее, чем энергия нагрузки системы, включая потери в сети. Критерий устойчивости теперь запишется в виде

$$K = d(\Delta W_{Σг})/dП < 0 \text{ или } K < 0.$$

Режим устойчив, если производная от избыточной энергии по определяющему параметру $П$ отрицательна.

Энергия $\Delta W_{Σг}$ должна определяться для рассматриваемой системы в целом, с учетом всех влияющих процессов и поэтому, несмотря на кажущуюся простоту критерия ($K < 0$), практически воспользоваться им при анализе устойчивости энергосистемы удается только в частных случаях с определенными упрощающими ограничениями. При этом, выясняя факт наличия или отсутствия устойчивости, критерий $K < 0$ не дает непосредственных указаний о характере протекания процесса.

Проводимая согласно этому критерию оценка устойчивости системы по соотношению характеристик, показывающих интенсивность внешнего воздействия на систему и изменение ее свойств под влиянием этого воздействия, применяется во многих случаях. Так, в статистической физике известен принцип Ле-Шателье*, в теории колебаний применяется э н е р г е т и ч е с к и й п р и н ц и п определения устойчивости режима**, указывающий условия возможного ухода системы из положения равновесия; в сопротивлении материалов принимается, что состояние деформируемой системы будет устойчиво, если энергия при ее деформации оказывается больше работы внешних нагрузок. Если при этом внешние силы являются консервативными, т. е. если работа зависит только от начального и конечного их положения, не завися от траекторий перемещения, то тогда устойчивость оценивается по приращению полной энергии $\Delta W_Σ$ системы при изменении ее состояния***. В экономических, биологических и других задачах существуют критерии устойчивости, в той или иной степени аналогичные условию $K < 0$

* Л. Д. Л а н д а у и Е. М. Л и ф ш и ц. Статистическая физика. «Наука», 1964, стр. 84.

** А. А. Х а р к е в и ч. Автоколебания. ГИТЛ, 1953, стр. 9—11.

*** А. С. В о л ь м и р. Устойчивость деформируемых систем. «Наука», 1967, стр. 33, 39—42.

и учитывающие интенсивность изменения факторов, развивающих или, напротив, замедляющих процессы отклонения состояния системы от равновесного положения.

При практическом использовании критериев типа $K < 0$ в электротехнических задачах суждение об устойчивости обычно получают, оперируя не с энергией системы, а с некоторыми зависящими от нее величинами (напряжением, током, мощностью), приближенно выявляемыми из практических соображений для каждой конкретной задачи (отсюда название — практические критерии устойчивости). Например, при анализе нелинейных цепей постоянного тока, предполагая, что поступающая энергия расходуется только в омическом сопротивлении и применяя условие $K < 0$, можно судить об устойчивости режима

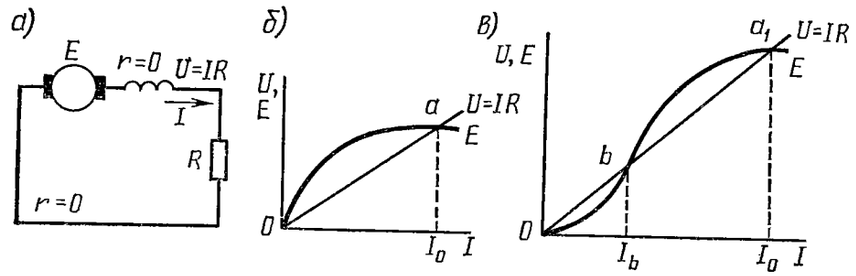


Рис. 1-8

цепи по взаимному расположению характеристик э. д. с. E и потерь напряжения U в нагрузочном сопротивлении. Рассмотрим показанную на рис. 1-8, *а* схему, содержащую генератор постоянного тока последовательного возбуждения, вращающийся с постоянной скоростью. На рис. 1-8, *б* и *в* показано определение установившегося режима и проверка его устойчивости

$$d(E - U)/dI < 0 \text{ или } dU/dI > dE/dI.$$

Легко видеть, что неустойчивыми будут режимы, соответствующие точкам *0* (рис. 1-8, *б*) и *b* (рис. 1-8, *в*), а устойчивыми — соответствующие точкам $a, a_1, 0$ (рис. 1-8, *б*, *в*). Здесь в устойчивых режимах случайное отклонение тока от установившегося режима I_0 на ΔI_0 сопровождается более быстрым увеличением потерь напряжения U в сопротивлении по сравнению с ростом э. д. с. E.

Критерий устойчивости простейших электрических систем. На рис. 1-9 приведены примеры определения устойчивости таких систем. Сначала рассмотрим систему (рис. 1-9, *а*), состоящую из синхронного генератора и шин неизменного напряжения. Пусть параметром $П$, от которого зависит изменение режима и по которому проверяется устойчивость, будет угол расхождения э. д. с. E и напряжения U (угол δ). Тогда, записав условие $K < 0$ в виде $\Delta P_\Sigma/\Delta\delta$, где $P_\Sigma = P_т - P$, легко установить, что эта система будет устойчива в режимах, соответствующих точкам *1*, *2*, *3*, *4*, *5*, и неустойчива в режимах, соответствующих точкам *9*, *10*, *11*, *12*. Режимы, отвечающие точкам *6*, *7*, *8*, будут критическими. Критерию $\Delta P_\Sigma/\Delta\delta$ или $dP_\Sigma/d\delta < 0$ легко здесь дать простую

физическую трактовку. В устойчивых режимах, например в режиме, соответствующем точке *2*, при увеличении угла δ на величину возмущения $\Delta\delta$ появляются избытки электрического тормозящего момента над механическим — $\Delta M_т = \Delta P/\omega_0$, и отклонившийся на $\Delta\delta$ ротор возвращается в исходное (устойчивое) состояние. Обычно механическая мощность не зависит от угла (прямая *2—10*), и тогда восходящая часть характеристики $P = P_m \sin\delta$ отвечает устойчивым режимам, а падающая — неустойчивым.

Критерий устойчивости простейшей электрической системы, режим которой зависит только от изменений угла, при $P_т = P_0 = \text{const}$ имеет вид:

$$dP/d\delta > 0.$$

Чтобы подчеркнуть, что это только частный, хотя и обычный случай, на рис. 1-9, *а* показан ряд других случаев, впрочем практически весьма редко встречающихся.

Критерий устойчивости асинхронного двигателя. На рис. 1-9, *б* показаны характеристики асинхронного двигателя, подключенного к узловой точке системы, имеющей неизменное напряжение U. Здесь устойчивость проверяется по параметру s (скольжение двигателя) и соотношениям его механической и электрической мощностей. При этом критерий устойчивости принимает вид:

$$dP_\Sigma/ds \geqslant 0.$$

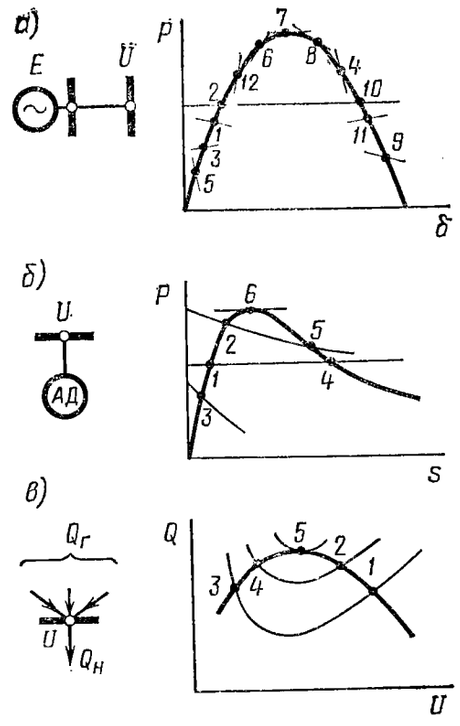


Рис. 1-9

Этот критерий указывает на то, что режимы, отвечающие точкам *1*, *2*, *3*, устойчивы, режимы, отвечающие точкам *4*, *5*, неустойчивы, в точке *6* режим будет критическим. Физическая трактовка заключается в рассмотрении соотношений ускоряющего (электрического) момента и тормозящего (механического) при возмущении режима, аналогичном рассмотренному. Разница здесь только в том, что возмущением является отклонение скольжения на Δs, а электрический момент ускоряет ротор (уменьшает скольжение), а не тормозит (уменьшает скорость), как это было в случае генератора. При $P_{мех} = P_0 = \text{const}$ критерий устойчивости запишется так:

$$dP/ds \geqslant 0.$$

Практический критерий узла нагрузки. Типичные для узлов нагрузки характеристики реактивной мощности, построенные в предположении поддержания частоты регулирующей станцией, показаны на рис. 1-9, *в*. Эти характеристики показывают, что режимы, отвеча-

ющие точкам *3*, *4*, неустойчивы, а отвечающие точкам *1*, *2* — устойчивы. Точка *5* соответствует критическому режиму.

Можно весьма просто обобщить высказанные положения: *устойчивыми будут режимы, в которых при возмущении факторы, стремящиеся нарушить режим, изменяются менее интенсивно, чем факторы, противодействующие этому нарушению.* Геометрическая интерпретация этого положения, представленная на рис. 1-10, *а*, сводится к утверждению, что *в устойчивых режимах характеристика фактора, нарушающего режим* (*1*), *идет более полого, чем характеристика фактора, восстанавливающего режим* (*2*). *В критических режимах характеристики, графически представляющие изменение фактора, стремящегося нарушить режим, и фактора, восстанавливающего режим, не пересекаются, а только касаются друг друга* (рис. 1-10, *б*).

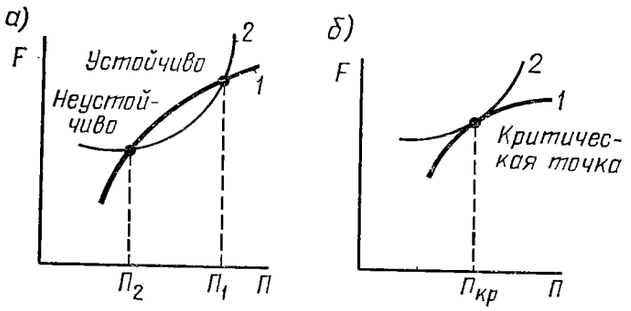


Рис. 1-10

Сказанное здесь относительно нахождения условий устойчивости режимов касалось, разумеется, только простейших систем, которые можно было характеризовать некоторыми зависимостями, представленными на плоскости как $P = f(U)$, $Q = f(U)$, $P = \varphi(s)$ и т. д. В более сложных случаях (так же как и при определении условий осуществимости) для выявления условий устойчивости приходится оперировать с характеристиками, расположенными в n-мерном пространстве; при этом задача осложняется, хотя ее физическое содержание в основном остается тем же.

Вопросы существования режима, расчета режима, т. е. нахождения параметров режима во всех ветвях сложной сети большой электрической системы, и вопросы устойчивости этой системы представляют по существу единую группу вопросов, хотя до последнего времени они обычно рассматривались вне связи друг с другом (см. ниже § 1-5, 1-6).

§ 1-3. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОПИСАНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Простейшая электрическая система изучалась на основе элементарных математических соотношений и физических соображений (см. § 1-2). Система, содержащая ряд станций и разветвленную сеть, требует более сложного математического аппарата, который, вообще говоря, может быть различным, и вопрос о его правильном выборе является наиболее существенным при исследовании. Как указывалось ранее, для расчетов сложных электрических систем широкое применение получают матричные и графовые методы. Они оказываются удобными как для записи математических выражений и выявления свойств схем замещения, так и для их преобразований. Свойства матриц используются при одновременном привлечении к решению поставленной задачи элементов топологии и теории графов. Облегчение, получаемое при расчетах сложных электрических цепей, представляемых в виде схем замещения, во многом зависит от надлежащего подбора математических форм исследования* в смысле адекватности поставленной задаче и в отношении соответствия их применяемой математической технике (ЦВМ, АВМ, гибридные машины и т. п.). Анализ сложных линейных систем, представленных электрическими схемами или схемами замещения, содержащих многие параметры режима (электрический расчет), получает наглядность и значительно упрощается при использовании топологических методов, пригодных для электрических схем или схем замещения. При электрическом расчете уже давно использовался математический аппарат матричной алгебры, но он стал действительно оправданным и выявил свои специфические преимущества, когда широко стали применяться машинные методы расчета, проводимые с помощью ЦВМ. Появление современных ЦВМ с новыми возможностями требует развития и форм математического анализа. К таким формам относится, в частности, метод анализа с помощью математических множеств, начинающий применяться наряду с известным методом матричной алгебры. Множество — это совокупность объектов любой природы, которые называются его элементами. Элементы становятся множеством, когда собираются в обособленную группу по заданному признаку. Для определения множества достаточно перечислить эти элементы или выразить характерный для них признак, т. е. указать характеристические свойства, которыми обладают только данные элементы множества. Известны теоремы и правила, определяющие порядок действий со множествами. При использовании аппарата теории множеств в задачах электрических расчетов схемы могут рассматриваться как некоторое множество их составных элементов — ветвей и многополюсников. В случае присвоения этим элементам соответствующих номеров получаются математические множества. Анализ схем с помощью указанных множеств требует определенного навыка действий с ними. Для этого необходимо знать основные определения и положения общей теории множеств, а также специфические особенности применяемой специальной категории множеств, отраженных в обозначениях элементов рассматриваемой схемы. Далее на основе теорем и правил можно проводить анализ электрических схем.

При использовании топологических методов многие исследования схем сложных электрических систем можно сделать более простыми. При этом весьма существенно то обстоятельство, что топологические методы расчета позволяют получать нужное решение без составления систем уравнений для схемы в целом.

Исходя из топологического анализа находятся способы приложения теории линейных графов к расчету электрических сетей. Они направлены главным образом на то, чтобы получить основные приемы для рас-

---

* Соображения, приведенные в настоящей главе, развивают (после некоторого повторения) материал, имеющийся в т. I и II серии «Электрические системы», выпускаемой под ред. В. А. Веникова.

чета обобщенных постоянных сети: найти узловые собственные и взаимные сопротивления, коэффициенты распределения токов и напряжений и т. д. Надо заметить, что такие решения, как правило, удаются. Работы в этом плане ведутся уже очень давно. Первые результаты в области установления связи линейного графа с функциями электрических сетей были даны еще Кирхгофом и Максвеллом. Широкое развитие эти методы получили в работах ряда исследователей. Определенные преимущества топологического анализа электрических сетей объясняются именно тем, что методы теории графов позволяют решать уравнения сети исходя непосредственно из топологии линейного графа, т. е. минуя процедуру расчета коэффициентов исходных уравнений, описывающих установившийся режим сети, и трудоемкую операцию обращения матриц высоких порядков. Интерес к методам теории графов особенно остро возник вновь в связи с развитием машинной вычислительной техники. Именно графовые методы оказались очень удобными при программировании задач анализа и синтеза электрических сетей для решений, осуществляемых на ЦВМ. Не пытаясь здесь излагать теорию графов и матриц, напомним некоторые основные положения этих методов применительно к задачам электрических систем. При решении такого рода задач любую электрическую линейную цепь с n входами (независимыми контурами или узловыми парами) и j элементами целесообразно описать системой линейных уравнений равновесия цепи вида

$$q_i = \sum_j W_{ij} x_j;\ i = 1, 2, \ldots, n, \qquad (1\text{-}1)$$

где q_i и x_j — переменные (приращения токов и напряжений); W_{ij} — коэффициенты системы уравнений (эквивалентные параметры цепи).

Любые входные или передаточные функции такой цепи независимо от выбора ее математической модели равны отношениям алгебраических дополнений квадратной матрицы n-го порядка коэффициентов W_{ij} системы уравнений равновесия (1-1). Так, определитель матрицы n-го порядка формально можно рассматривать как алгебраическое дополнение элемента W_{n+1}, не входящего в матрицу. Следовательно, у различных методов анализа цепей имеются различные способы вычисления этих алгебраических дополнений, что практически существенно.

Система уравнений равновесия цепи вида (1-1) может рассматриваться как некоторая математическая модель физической системы, представленная в выбранной системе координат и позволяющая получить расчетные выражения для вычисления входных и передаточных функций цепи по алгебраическим дополнениям и определителю систем уравнений узловых напряжений и контурных токов многополюсной цепи.

Метод обобщенных токов и узловых напряжений позволяет, используя свойства матриц эквивалентных проводимостей, записанных в канонической системе координат, получить формулы для вычисления параметров режима цепи по алгебраическим дополнениям и определителю матрицы. В соответствии с этим можно найти достаточно простой алгоритм для преобразования (свертывания) матрицы эквивалентных

параметров и, следовательно, приведения системы уравнений (1-1) к системе с меньшим числом координат.

Система уравнений (1-1) может быть также топологически отображена *направленным графом*, т. е. графом, каждая дуга которого, направленная из l-й вершины в m-ю, однозначно соответствует элементу матрицы W_{ml}, лежащему на пересечении m-го столбца и l-й строки, а переменным q соответствуют вершины (источники графа) с исходящими из них дугами единичного веса.

Преобразование системы уравнений типа (1-1) к специальному виду

$$q'_i = \left(\frac{q_i}{W_{ii}}\right) = \sum_{j=1}^{n} t_{ij} x_j = \left(\frac{W_{ij}}{W_{ii}} x_j\right);\ i = 1, 2, \ldots, n$$

соответствует преобразованию ее графа в некоторый другой направленный граф, который получил в литературе название *сигнального графа*, или *графа потоков сигналов*. Анализ цепей может проводиться путем свертывания сигнального графа и составления топологических уравнений, отображающих состояние цепи и соотношение между элементами.

В качестве особого графа можно рассматривать эквивалентную схему замещения цепи, составленную из идеальных двухполюсных элементов с параметрами R, L, C. Характер соединения ветвей этого графа можно отразить специальными символами. При этом эквивалентную схему замещения цепи, так же как и ее граф, можно считать математической моделью линейной цепи.

Приемы топологии, основанные на получении эквивалентных схем и их графов, облегчают нахождение алгебраических дополнений и определителей матриц эквивалентных параметров пассивной цепи по подграфам типа деревьев. При этом значительный интерес могут представлять модели линейной пассивной цепи, изображенной в виде структурных чисел и многочленов базисных подграфов. Имеется ряд способов вычисления функций пассивной цепи по математическим моделям подобного типа. Заметим без конкретизации, что многополюсная цепь может быть представлена соединением двух двухполюсников, параметры которых известны или легко определяются. Отыскивая параметры эквивалентных соединений этих двухполюсников, можно, используя полученные формулы, найти все искомые функции линейной цепи. Здесь может применяться как обычный способ свертывания (объединения) двух двухполюсников к эквивалентному двухполюснику, так и более общие способы определения параметров эквивалентного двухполюсника по матрице эквивалентных проводимостей или сопротивлений многополюсной цепи.

При расчетах схем замещения электрических систем возникают специфические задачи, появляющиеся при наличии обратной связи, действующей на отдельных элементах схемы. Здесь могут применяться соотношения, позволяющие определять возвратные разности и отношения коэффициентов передачи по замкнутой петле обратной связи и коэффициентов обратной связи цепей, имеющих в своём составе одноканальные и многоканальные обратные связи.

Преимущество анализа электрических цепей алгебраическими (матричными) методами заключается в четкой, легко формализуемой последовательности операций. Однако громоздкость вычислений миноров и определителей матриц высокого порядка, иногда недостаточная физическая наглядность, или, как говорят, обозримость, которая весьма существенна при решении практических задач, ограничивают применение рассматриваемого анализа. Использование топологических методов для анализа сложных электрических цепей также нежелательно из-за громоздкости перебора всех подграфов, вес которых определяет величины алгебраических дополнений и определителей матрицы, необходимых для вычисления функции цепи. Применение достаточно мощных современных вычислительных машин в значительной мере снимает трудности, связанные с громоздкостью вычислений. Затруднения, вызванные недостаточной наглядностью, преодолеваются путем специальной физической трактовки отдельных элементов матриц. Электрические цепи, представленные в виде схем замещения, на основе которых развивается матричный вычислительный аппарат, обычно рассматриваются инженером независимо от физических свойств той реальной установки, для которой эти схемы замещения составлены. Как правило, исключаются из рассмотрения геометрические свойства системы, представленной электрической цепью. Эти свойства могут быть отражены только в условной последовательности элементов схемы замещения. Пусть, например, на рис. 1-11 эти свойства отражаются во взаимном расположении узлов A, B, C, D, E, F, ветвей AB, BC, CA и других ветвей, соединяющих каждую пару узловых точек. Геометрическая схема, число узлов и ветвей которой конечно, называется *конечной* геометрической схемой. Если ветвям геометрической схемы приписаны определенные положительные направления, то геометрическая схема называется *ориентированной*. При этом знаком «+» обозначаются ветви, взятые в положительном направлении, и знаком «—» — взятые в отрицательном направлении (например, на рис. 1-11 ветвь $AB = -BA$).

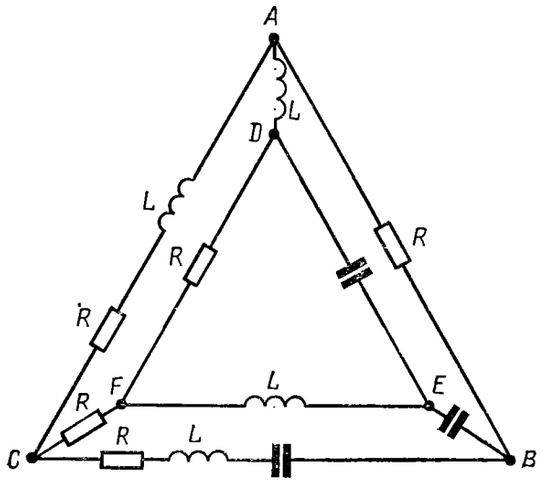


Рис. 1-11

В тех случаях, когда из одной любой узловой точки схемы замещения можно попасть в другую любую ее узловую точку, переходя по ветвям, соединяющим эти узловые точки, считают, что схема замещения является *связанной*. Если такой переход невозможен, то схема называется *несвязанной*. Несвязанная схема распадается на несколько связанных подсхем.

Разделимой называется схема, в которой имеются узловые точки,

осуществляющие единственную связь между двумя или несколькими группами ветвей (например, узловая точка B на рис. 1-11).

Точки, образующие узел, в котором сходятся две ветви, называются *устранимыми*.

Схема, в которой ветви друг с другом не пересекаются, называется *плоской*, или *планарной*.

В отношении узлов может быть определена операция сложения или простейшего эквивалентирования, под которой понимается сложение ветвей, сходящихся в узлах. При этом ветвям, направленным к узлу, приписывается знак «+», а ветвям, направленным от узла, — знак «—».

Непрерывный путь, образованный совокупностью ветвей и узловых точек и характерный тем, что при обходе по нему каждая ветвь и каждая узловая точка встречаются только один раз, называется *контуром*. Если обход контура завершается исходной точкой, то контур называется *замкнутым*. Так, например, ветви AB, BC, CF, FD и DA на рис. 1-11 образуют замкнутый контур $ABCFDA$, который можно коротко обозначить как C_a, где a — номер контура. Каждому контуру можно приписывать определенные направления. Пусть, например, при выбранном положительном направлении контур $ADFCBA$ будет обозначен через c_i. Соответственно будут обозначены и другие контуры, над которыми будут производиться *операции сложения контуров*. Под этими операциями понимаются преобразования ветвей, приводящие к новым совокупностям ветвей и новым контурам. Каждый контур в результате операции сложения заменяется суммой входящих в него ветвей с учетом указанного выше правила направлений (знаков) для ветвей.

Несколько контуров после сложения переходят в какой-либо другой контур или несколько других контуров. Так, например, для схемы, представленной на рис. 1-11,

$$c_1 + c_2 = c_3,$$

где $c_1 = AB + BE + ED + DA$; $c_2 = EB + BC + CF + FE$; $c_3 = AB + BC + CF + FE + ED + DA$.

Линейно зависимыми называются контуры, если может существовать соотношение

$$a_1c_1 + a_2c_2 + \ldots + a_nc_n = 0.$$

Причем коэффициенты a_1, a_2, ..., a_n не равны или не все равны нулю.

Контуры линейно независимы в случаях, когда схема имеет M ветвей, а N узлов разбивается на S подсхем. При этом наибольшее число независимых контуров

$$k = M - N + S = M - P.$$

Число k называют *связностью схемы* (цикломатическим числом), а число $P = N - S$ — *рангом схемы*.

Независимых контуров для схемы, приведенной на рис. 1-11, может быть не больше четырех. При этом можно видеть, что если взять

большее число контуров, то они уже будут линейно зависимы. Если для примера рассмотреть контуры

$$c_1 = AB + BE + ED + DA; \quad c_3 = CA + AD + DF + FC;$$
$$c_2 = FE + EB + BC + CF; \; c_4 = DE + EF + FD;$$
$$c_5 = BA + CB + AC,$$

то их сумма будет равна нулю:

$$c_1 + c_2 + c_3 + c_4 + c_5 = 0.$$

Проводя линейные преобразования, можно перейти от одной системы линейно-независимых контуров к другой. Так, для схемы, имеющей замкнутые контуры, всегда можно выбрать такое количество ветвей, что после их удаления не останется замкнутых контуров. Связанная схема, которая не имеет ни одного замкнутого контура и остается после удаления ветвей, называется *деревом схемы*. После того как из схемы будут удалены все замкнутые контуры, оставшиеся ветви образуют систему главных ветвей. Каждой из главных ветвей соответствует контур, который она замыкает. Совокупность контуров, соответствующих главным ветвям, называется *системой главных контуров*. Так, например, удаляя ветви AB, BC, FD и AC из схемы, приведенной на рис. 1-11, последовательно размыкаем контуры $ABEDA$, $CFEBC$, $DEFD$ и $ADEFCA$. В результате получаем схему, показанную на рис. 1-12.

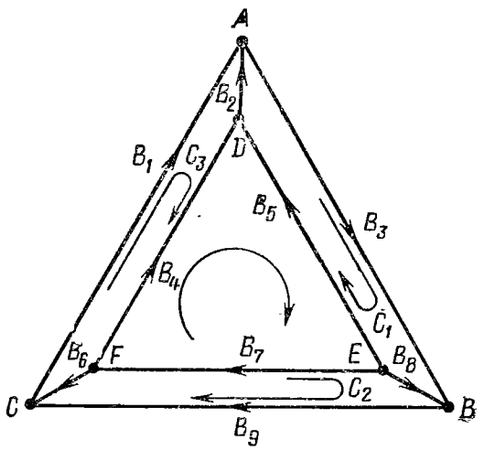


Рис. 1-12

Таким образом, всякая система главных контуров является линейно независимой. Однако не всякая система линейно независимых контуров является системой главных контуров. Сочетание, например, контуров $ABEDA$, $EBCFE$, $FCADF$ и $DEFD$ представляет собой совокупность линейно независимых контуров, однако они не являются системой главных контуров, так как в контуре $DEDF$ нет ни одной ветви, которая не относилась бы также к другому контуру той же совокупности. Совокупность независимых контуров может быть получена как линейная комбинация системы главных контуров.

Между узлами и ветвями заданной схемы существует геометрическая связь. Эта связь может быть представлена алгебраически при помощи коэффициентов совпадения m_{ik}, которые указывают, граничит или нет i-я ветвь с k-м узлом. Если при движении вдоль i-й ветви в положительном направлении мы подходим к k-му узлу, то $m_{ik} = 1$; в противном случае (отрицательном направлении) $m_{ik} = -1$. Если i-я ветвь не граничит с k-м узлом, то $m_{ik} = 0$.

Если расположить числа m_{ik} в виде прямоугольной таблицы так, чтобы ее столбцы соответствовали ветвям, а строки — узлам, то можно получить первую матрицу совпадения*, обозначенную через **П**. Эта матрица является алгебраическим выражением взаимной связи всех узлов со всеми ветвями схемы и однозначно определяет ее конфигурацию. Наоборот, по заданной матрице **П** может быть однозначно построена соответствующая геометрическая схема.

Например, для схемы, приведенной на рис. 1-13, матричная таблица имеет вид

	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	B_7	B_8	B_9
U_1	1	1	−1						
U_2		−1		1	1				
U_3				−1		−1	1		
U_4					−1		−1	1	
U_5	−1					1			1
U_6			1					−1	−1

$= \mathbf{П}$

Геометрическая схема может быть охарактеризована не только коэффициентами совпадения m_{ik}, но и коэффициентами совпадения γ_{ik}, которые указывают, входит или нет i-я ветвь в k-й контур. Если i-я ветвь входит в k-й контур, то $\gamma_{ik} = 1$, в противном случае $\gamma_{ik} = -1$. Если i-я ветвь не входит в k-й контур, то $\gamma_{ik} = 0$.

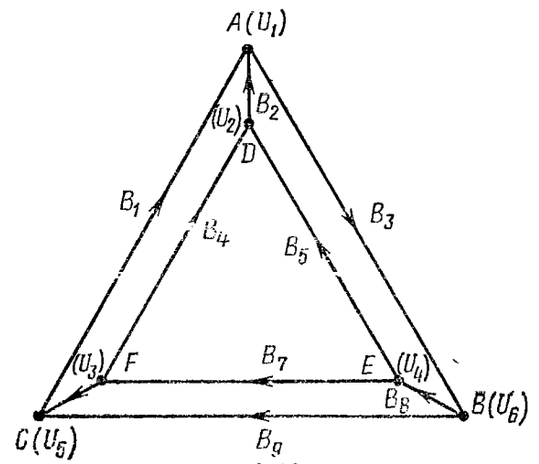


Рис. 1-13

Если разместить числа γ_{ik} в прямоугольной таблице так, чтобы строки соответствовали ветвям, а столбцы — контурам схемы, то получится вторая матрица совпадения **Г**, являющаяся алгебраическим выражением взаимной связи между ветвями и контурами схемы. Для заданной схемы всегда может быть однозначно составлена ее матрица совпадений **Г**.

---

* Иногда называют матрицей инциденций (см.: Электрические системы, т. I. Под ред. В. А. Веникова).

В частности, для схемы, приведенной на рис. 1-12, матрица совпадений **Г** имеет вид

	C_1	C_2	C_3	C_4
B_1			1	
B_2	1		—1	
B_3	1			
B_4			—1	1
B_5	1			—1
B_6		—1	1	
B_7		—1		1
B_8	—1	1		
B_9		1		

Матрицей совпадений **П** может быть не любая произвольно составленная матрица, а только матрица, в каждом столбце которой содержится не больше двух элементов, не равных нулю, причем эти элементы должны быть соответственно равны $+1$ и -1.

Матрицей совпадений **Г** планарной схемы может быть матрица, в каждой строке которой имеется не более двух элементов, равных $+1$ и -1; остальные элементы ее должны быть равны нулю.

Матрица **Г** может быть составлена для произвольной системы контуров. Переход от одной системы контуров к другой осуществляется линейной комбинацией столбцов и строк матрицы. Отметим (не касаясь деталей, поскольку здесь рассматриваются установившиеся режимы), что аппарат матриц может быть применен и при анализе переходных процессов.

Так, электромагнитные процессы, происходящие в электрической цепи произвольной конфигурации с элементами R, L и C, могут быть охарактеризованы токами, протекающими в цепи, и приложенными к ней напряжениями. Отвлекаясь от геометрической конфигурации цепи, можно в каждой схеме выделить некую идеализированную элементарную схему, определяющую физические свойства цепи независимо от ее геометрических свойств и представляющую собой совокупность ветвей данной схемы, взятых изолированно, причем так, чтобы в каждой ветви были приложены действующие в ней э. д. с. и соответственно были учтены взаимные индуктивности между ветвями.

Условное изображение элементарной схемы электрической цепи (рис. 1-14, *а*) показано для случая отсутствия взаимоиндукции между ветвями (рис. 1-14, *б*) и для случая наличия взаимоиндукции между ветвями *1*, *2*, *3* (рис. 1-14, *в*). Закон Ома для каждой ветви элементарной схемы записывается в виде

$$E_m = U_m + Z_m I_m + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq m}}^{n=Q} Z_{mn} I_n; \quad m = 1, 2, \ldots, Q.$$

Здесь E_m — э. д. с. источника, включенного в m-ю ветвь; U_m — напряжение между ее узлами; I_m — ток в m-й ветви; I_n — ток в n-й ветви; при этом принимаются обозначения:

$$Z_m = R_m + L_m D + \frac{1}{C_m} D^{-1};$$

$$Z_{mn} \quad M_{mn} D;$$

$$D = \frac{d}{dt}; \quad D^{-1} = \int (\cdots)\, dt.$$

Ветви схемы можно представить как некие координатные оси воображаемого векторного пространства. Тогда величины E_m, U_m, I_m будут являться проекциями обобщенных векторов E, U, I на соответствующие оси. Их можно также рассматривать как координаты соответ-

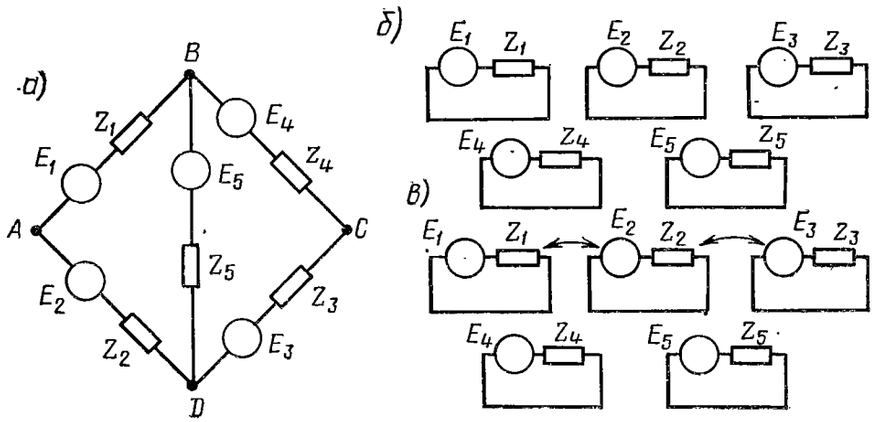


Рис. 1 14

ствующих точек в m-мерном пространстве. Для всех Q ветвей элементарной схемы можно записать одно векторное уравнение $\mathbf{E} = \mathbf{U} + \mathbf{ZI}$, где $\mathbf{Z}$ — матрица полного сопротивления. Это уравнение, определяющееся топологией схемы, будет содержать m линейно независимых уравнений.

Матрица полного сопротивления* схемы, показанной на рис. 1-14, при наличии взаимоиндукции между ветвями AB, AD и между ветвями AD, DC

$$\mathbf{Z} = \begin{Vmatrix} Z_{11} & Z_{12} & & & & \\ Z_{21} & Z_2 & Z_{23} & & & \\ & Z_{32} & Z_3 & & & \\ & & & Z_4 & & \\ & & & & Z_5 & \end{Vmatrix}.$$

* При изображении элементарной схемы, приведенной на рис. 1-14, каждая ветвь показана отдельно; не показаны напряжения на зажимах ветвей, вызванные токами соседних ветвей. Это допустимо при переходе к контурным величинам. При переходе к узловым напряжениям необходимо учитывать напряжения между зажимами.

При отсутствии взаимоиндукции

$$\mathbf{Z}=\begin{Vmatrix} Z_1 & & & & \\ & Z_2 & & & \\ & & Z_3 & & \\ & & & Z_4 & \\ & & & & Z_5 \end{Vmatrix}.$$

На основе таких же соображений может быть составлена элементарная матрица полной проводимости. Таким образом, появляется некоторая аналогия в исследовании установившихся режимов и переходных процессов; эта общность является дополнительным преимуществом матричных методов.

§ 1-4. СОСТАВЛЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Уравнения установившегося режима составляются применительно к электрической цепи, представляющей схему замещения. Обычно постановка задачи такова, что в качестве независимых переменных принимаются напряжения ветвей, контурные токи, токи ветвей, а также узловые напряжения, т. е. напряжения узлов по отношению к какому-либо другому узлу, имеющему напряжение, принимаемое за нулевое. Уравнения цепи, записанные относительно токов и напряжений ветвей, предполагают, что искомыми неизвестными параметрами режима в данном случае являются напряжения между концами ветвей и токи, протекающие в ветвях. Заданным параметром системы является полное сопротивление или проводимость; кроме того, предполагается, что известны э. д. с., действующие в ветвях. Напряжения на ветвях, подлежащие определению, составляют число $(N-1)$, так как напряжение любого узла N_i однозначно определяется напряжением между зажимами остальных ветвей. Число искомых неизвестных токов ветвей равно числу ветвей схемы, т. е. равно M. Общее число неизвестных в данном случае равно $M+N-1$.

Уравнения цепи, записанные для токов ветвей и напряжений между их концами. Эти уравнения записываются следующим образом:

$$E_m=U_m+Z_m I_m+\sum_n Z_{mn} I_n; \quad m, n=1, 2, \ldots, Q; \quad m\neq n;$$

$$\sum I_k=0; \quad k=1, 2, \ldots, v-1,$$

где ΣI_k — алгебраическая сумма токов, притекающих к N_i-му узлу схемы.

Если уравнения цепи заданы относительно контурных токов, то можно, исключив напряжения ветвей U, перейти от токов ветвей I к контурным токам i. Основываясь на уравнении, записанном для ветвей схемы $\mathbf{E}=\mathbf{U}+\mathbf{ZI}$, умножая обе части этого уравнения на $\mathbf{\Gamma}_t$ (где $\mathbf{\Gamma}_t$ — транспонированная матрица) и вводя контурные величины $\mathbf{e},\mathbf{Z}$, окончательно будем иметь

$$\mathbf{Zi}=\mathbf{e},$$

где $\mathbf{e}=\mathbf{\Gamma}_t\mathbf{E}$, $\mathbf{Z}=\mathbf{\Gamma}_t\mathbf{Z}\mathbf{\Gamma}$

Уравнения цепи, записанные относительно узловых напряжений. Исключив из уравнений, записанных для токов и напряжений ветвей, токи в ветвях, перейдем к уравнениям той же цепи, записанным для узловых напряжений. Чтобы исключить токи в ветвях, следует умножить уравнение справа сначала на $\mathbf{Z}^{-1}$, где $\mathbf{Z}$ — матрица полного сопротивления элементарной цепи, а затем на $\mathbf{\Pi}'$, приняв во внимание, что $\mathbf{\Pi}'\mathbf{I}=0$. Окончательно будем иметь $\mathbf{\Pi}'\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{U}=\mathbf{\Pi}'\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{E}$. Подставив $\mathbf{U}\mathbf{\Pi}'=\mathbf{U}=\mathbf{\Pi}_t'\mathbf{U}$ и введя обозначение $\mathbf{Y}=\mathbf{\Pi}'\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{\Pi}_t'$, получим уравнение для узловых напряжений $\mathbf{YU}=\mathbf{\Pi}'\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{E}$.

В матричном уравнении, записанном для узловых напряжений, правые части, представляющие собой матрицу источников токов, зависят от э. д. с. (источников напряжений) и проводимостей ветвей.

Уравнения, записанные применительно к узловым напряжениям, оказываются весьма удобными, когда рассматриваемая схема является подсхемой по отношению к другой схеме, с которой она связана в узловых точках, а также в случаях, когда заданы токи, притекающие извне к узлам схемы, а э. д. с. в ветвях отсутствуют.

Полученные выше уравнения, характеризующие установившийся режим сетей переменного тока, являлись линейными в том смысле, что они связывали напряжения и токи в системе с линейными параметрами (см. примечание к стр. 13). Если оперировать с активными и реактивными мощностями и модулями напряжений в узлах, то режим будет описан системой нелинейных комплексных уравнений. Решая эти системы уравнений, можно найти любые необходимые для данного исследования параметры режима. Однако приходится считаться с тем, что решение нелинейной системы уравнений и соответственно установившийся режим системы существуют не всегда. Кроме того, может оказаться, что нелинейная система уравнений установившегося режима имеет ряд решений, а не одно, т. е. не ясно, какой режим может осуществиться. Решения нелинейных уравнений при заданных полных мощностях или заданных активных составляющих мощностей и модулях напряжений могут давать либо простые корни, либо кратные корни, либо некоторое многообразие решений. Из курсов высшей алгебры и теории устойчивости известно, что в области, где якобиан системы отличен от нуля, при решении уравнений будут получаться простые корни, и только на границе области устойчивости могут появляться кратные корни и многообразие решений.

Для выяснения характера корней, которые будут получены при решении, необходимо составить характеристическое уравнение и исследовать его известными методами. Коэффициенты уравнений установившегося режима связаны с коэффициентами характеристического уравнения исследуемой системы.

В общем случае нелинейные уравнения установившегося режима сложной энергосистемы можно записать в следующем виде

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \mathbf{S}_н, \mathbf{Y}_1)=0, \qquad (1\text{-}2)$$

где $\mathbf{X}$ и $\mathbf{Y}$ — векторы зависимых и независимых параметров режима; $\mathbf{S}_н$ — вектор мощности нагрузок в узлах; $\mathbf{Y}_1$ — матрица собственных и взаимных проводимостей узлов.

Будем считать напряжение балансирующего узла заданным. Для сети переменного тока система (1-2) состоит из n комплексных уравнений, где $(n + 1) = N$, т. е. число уравнений равно числу узлов в рассматриваемой системе. Соответственно для сети постоянного тока система (1-2) состоит из n действительных уравнений. Обычно систему n комплексных уравнений для сети переменного тока заменяют системой $2n$ действительных уравнений.

Примем заданными конфигурацию электрической сети, сопротивления всех ветвей и нагрузки в узлах. Фиксированные мощности генераторов будем рассматривать как нагрузки с обратным знаком. При этом $Y = \text{const}$ и $S = \text{const}$. Соответственно уравнения установившегося режима можно записать в виде системы действительных уравнений:

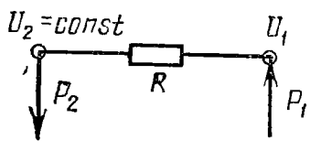


Рис. 1-15

$$\mathbf{W}\ (\mathbf{X},\ \mathbf{Y}) = 0, \qquad (1\text{-}3)$$

где $\mathbf{W}$ — вектор-функция в пространстве $2n$ измерений, при этом размерность вектора зависимых (нерегулируемых) параметров $\mathbf{X}$ равна $2n$. Соответственно размерность вектора регулируемых (независимых) параметров режима равна $2m_1 + m_2$, где m_1 — число узлов со свободной активной и реактивной генераторной мощностью, m_2 — число узлов со свободной реактивной мощностью (балансирующихся по Q). Полученные выводы справедливы при любой размерности $\mathbf{W}$, $\mathbf{X}$, $\mathbf{Y}$.

В зависимости от постановки задачи в состав векторов $\mathbf{X}$ и $\mathbf{Y}$ могут входить различные параметры режима. При расчетах установившегося режима прежде всего следует решать $2n - (2m_1 + m_2)$ уравнений, далее — $(2m_1 + m_2 + 2)$ уравнений, из которых должны быть определены зависимые переменные для узлов, балансирующихся по P и Q или только по Q. Не нарушая общности, можно рассматривать систему уравнений установившегося режима (1-3) порядка $2n$ с $2n$-мерным вектором $\mathbf{X}$ и $2m$-мерным вектором $\mathbf{Y}$. При этом необходимо рассматривать условия существования решений уравнений установившегося режима при изменении регулируемых и нерегулируемых параметров режима $\mathbf{X}$ и $\mathbf{Y}$. Результаты исследований будут справедливыми и в более общем случае, когда изменяются не только $\mathbf{X}$ и $\mathbf{Y}$, но и параметры сети и ее конфигурация*. Порядок решения уравнений установившегося режима для цепи постоянного тока рассмотрим на примере простейшей схемы, показанной на рис. 1-15. Для узла *1* этой схемы запишем уравнение в виде

$$y_{11}U_1 - y_{12}U_2 = P_1/U_1 \qquad (1\text{-}4)$$

или в виде

$$y_{11}U_1^2 - y_{12}U_2U_1 = -P_1. \qquad (1\text{-}5)$$

Уравнение (1-4) отражает баланс токов, уравнение (1-5) — баланс мощностей. В этих уравнениях y_{11}, y_{12} — собственная и взаимная проводимости.

* Всякое изменение конфигурации сети можно рассматривать как изменение параметров сети для полного графа.

Будем считать независимым (регулируемым) параметром режима свободную мощность в узле *1*, т. е. в соответствии с ранее принятыми обозначениями примем $Y = P_1$ и далее представим уравнения установившегося режима (1-4) или (1-5) в виде уравнений (1-3). Тогда будем иметь

$$W_J\ (x,\ y) = a_{11}x + y/x - d = 0 \qquad (1\text{-}6)$$

или

$$W_P\ (x,\ y) = a_{11}x^2 - dx + y = 0, \qquad (1\text{-}7)$$

где W_J и W_P — небаланс тока и мощности в узле *1*, $a_{11} = y_{11}$; $d = y_{12}U$.

Уравнения (1-6) и (1-7) в общем виде записываются аналогично (1-3):

$$W\ (x,\ y) = 0. \qquad (1\text{-}8)$$

Здесь [в отличие от (1-3)] x и y — скалярные величины.

При решении системы уравнений типа (1-8), описывающих установившийся режим, обычно применяется теория неявных функций. Напомним, что функция называется *неявной*, если она не имеет непосредственного аналитического выражения через независимые переменные, а представляется уравнением, которое связывает ее значения со значениями независимых переменных. Так, например, если зависимая переменная x связана с независимой переменной y уравнением установившегося режима типа (1-8), то зависимая переменная x есть неявная функция независимой переменной y. Можно разумеется считать, что y является неявной функцией от x.

Пусть $W\ (x,\ y)$ задана в области $c \leqslant x \leqslant d$, $a_1 \leqslant y \leqslant b_1$. Если для каждого значения y в интервале $a_1 \leqslant y \leqslant b_1$ существует одно или несколько значений x, которые совместно с y удовлетворяют уравнению (1-8), то этим определяется однозначная или многозначная неявная функция $X = x\ (y)$. Причем для $X = x\,(y)$ равенство $W\,[x\ (y), y] = 0$ тождественно относительно y. Для правильного проведения расчета режимов необходимо ответить на вопрос о существовании и единственности неявной функции $x\ (y)$ независимо от возможности представления ее в «явном» виде аналитическим выражением.

§ 1-5. ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ О РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Расчет установившегося режима сложной электрической системы, как отмечалось ранее, требует решения системы нелинейных алгебраических уравнений, обычно осуществляемого с помощью итерационных методов. При этом возникает необходимость исследования вопросов существования, единственности или многозначности решений, а также сходимости итерационного процесса. Не имея возможности останавливаться здесь на рассмотрении данных вопросов,

укажем, что им был посвящен ряд научно-исследовательских работ. Все эти вопросы тесно взаимосвязаны. Кроме того, весьма важно то обстоятельство, что существование, единственность и сходимость итерационных решений уравнений установившегося режима находятся в определенной связи и с условиями апериодической устойчивости того установившегося режима, который с помощью решения этих уравнений изучается. Подчеркнем, что уравнения установившегося режима могут иметь несколько решений, и эта многозначность вносит затруднения в его оценку.

В большинстве случаев существование решения уравнений установившегося режима определяется в результате итерационного расчета. При этом, если процесс итерационного расчета сошелся и дал решение системы записанных уравнений, то оно, естественно, существует. В то же время, если итерационный процесс не приводит к решению, то отсюда еще не следует, что оно не существует. Оценка результатов существенно упростилась бы, если бы можно было показать, что в изучаемой области реально может существовать только одно решение и что если итерационный процесс сходится, давая это решение, то система устойчива. Таким образом, исследование существования и единственности оказывается необходимым при проведении расчетов установившихся режимов и оценке их устойчивости.

Порядок решения системы уравнений установившегося режима, проводимый итерационно, может быть следующим. Сначала применительно к каждому узлу решается соответствующая пара уравнений и в явном виде находятся выражения вещественной и мнимой составляющих напряжения в этом узле через напряжения в других узлах. В этих выражениях под знаком корня будут находиться дискриминанты, представляющие собой некоторые функции от напряжений в узлах. Для того чтобы можно было итерационно продолжать процесс расчета, необходимо чтобы дискриминанты были положительны. Поскольку выражения, использующие дискриминанты, справедливы в точке, отвечающей решению системы уравнений, положительность дискриминантов является необходимым условием, которому должно удовлетворять решение этой системы. Это условие, будучи необходимым, не является, однако, достаточным для существования режима. Здесь выделяется только область, в которой м о ж е т находиться искомое решение. Но вопрос, находится ли действительно решение в этой области с положительными дискриминантами для всех узлов, остается при этом не выясненным.

При практических расчетах, когда существование режима определяется в результате итерационного расчета, часто применяется постепенный переход от некоторого известного режима к искомому, осуществляемый рассмотрением некоторого связного множества режимов.

Математически задача определения установившегося режима может быть сформулирована как нахождение вектора напряжения из системы n уравнений вида

$$y_n U_n + I_n = 0. \qquad (1\text{-}9)$$

После учета соотношений, записанных для балансирующего узла, и введения базисных величин (баз) можно получить

$$yU - y_б U_б + I = 0. \qquad (1\text{-}10)$$

Модификации итеративных методов, позволяющих определить параметры нормального режима, весьма разнообразны. Они различны по своей трудоемкости и эффективности и для выбора наиболее рационального в каждом конкретном случае важно знать свойства различных методов. Эти свойства в значительной мере зависят от характера матриц коэффициентов уравнений, описывающих установившийся режим, от параметров ветвей, от конфигурации сети, а также от особенностей изменения матриц при проведении различных преобразований. Здесь, в частности, исключительную роль играет обусловленность матриц. В свою очередь, обусловленность матриц коэффициентов уравнений, узловых потенциалов и узловых проводимостей зависит от выбора базисного узла. Обусловленность матриц коэффициентов уравнений контурных токов и контурных сопротивлений зависит от выбора системы независимых контуров. Известно, что скорость сходимости итерационных методов зависит от степени обусловленности матрицы. Как правило, в случаях, когда матрицы хорошо обусловлены, сходимость итерационных процессов быстрее, чем в случае их плохой обусловленности.

Не претендуя на полноту описания, дадим краткую характеристику обычно применяемых методов.

Метод простой итерации. Этот метод применяется как к нелинейным, так и к линейным уравнениям. Основная характеристика метода может быть дана следующим образом.

Исходная система уравнений

$$\begin{aligned} a'_{1,\,n+1} &= x_1 + a'_{12}\,x_2 + \cdots + a'_{1n}\,x_n; \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ a'_{n,\,n+1} &= a'_{n1}\,x_1 + a'_{n2}\,x_2 + \cdots + x_{nn} \end{aligned}$$

представляется в матричной форме системой

$$\mathbf{AX} + \mathbf{B} = 0,$$

которую можно заменить системой

$$\mathbf{A'X} + \mathbf{b'} = 0,$$

где элементы матрицы $\mathbf{A'} = \{a'_{ij}\}$ и столбца $\mathbf{b'} = \{a'_{i,\,n+1}\}$ определяются из исходной системы уравнений. Затем система уравнений преобразовывается к виду

$$\mathbf{A'}X + \mathbf{EX} - \mathbf{EX} + \mathbf{b'} = 0$$

и представляется так:

$$\mathbf{X} = -(\mathbf{A'} - \mathbf{E})\mathbf{X} - \mathbf{b'}.$$

Здесь $\mathbf{E}$ — единичная матрица, имеющая порядок n.

Далее, задавая исходное, произвольно выбранное значение компонент вектора $\mathbf{X} = \mathbf{X}^{(0)}$, получаем

$$\mathbf{X} = -(\mathbf{A}' - \mathbf{E})\mathbf{X}^{(0)} - \mathbf{b}'.$$

Теперь можно вычислить значение вектора **X**. Если при этом получается такое значение **X**, что каждая компонента его мало отличается от соответствующей компоненты вектора $\mathbf{X}^{(0)}$, то процесс заканчивается, а полученное значение вектора **X** принимается за окончательный результат. Но при вычислении может получиться, что значение **X** будет сильно отличаться от $\mathbf{X}^{(0)}$. Тогда оно принимается за новое исходное значение, и процесс повторяется сначала. Однако при таком методе, называемом обычно *простой итерацией*, расчет, как правило, весьма медленно сходится, требуя многих повторений, а иногда и вовсе не сходится. Это особенно часто бывает при расчете ответственных режимов системы, имеющей большую нагрузку, а также при наличии в системе емкостных нагрузок, при большой неоднородности сети.

Таким образом, метод простой итерации обладает серьезными недостатками, но, благодаря простоте вычислений, применяется для расчетов. Для ускорения сходимости метода используется ряд приемов, иногда настолько существенных, что методу придаются новые названия.

Метод Гаусса—Зейделя. Являясь улучшенной модификацией метода простой итерации, этот метод использует текущее приближение к переменной x_i непосредственно для вычислений x_{i+1} и всех последующих значений.

Метод, как правило, улучшает сходимость по сравнению с методом простой итерации и широко используется для расчета установившихся режимов электроэнергетических систем. Преимуществом метода является также простота алгоритма и то, что он требует несколько меньшей памяти вычислительных машин.

Метод матрицы Z. В сложных задачах метод Гаусса—Зейделя требует выполнения большого числа итераций и соответственно большого времени. При этом он может оказаться недостаточно эффективным или даже совсем не пригодным, если не будет обеспечена сходимость.

Понятие матрицы **Z** можно пояснить следующими соображениями. Пусть токи балансирующих узлов в уравнении

$$\begin{Vmatrix} \mathbf{Y} & \mathbf{Y}_б \\ \mathbf{Y}_{бал} & \mathbf{Y}_{бб} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \mathbf{U} \\ \mathbf{U}_б \end{Vmatrix} + \begin{Vmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{I}_{бал} \end{Vmatrix} = 0$$

будут постоянными. При таком предположении они не будут являться функциями напряжения, поэтому неизвестный вектор напряжения **U** может быть найден с помощью обращения матрицы проводимостей узлов **Y** из матричного уравнения:

$$\mathbf{YU} = (-\mathbf{I} - \mathbf{Y}_б\mathbf{U}_б).$$

Матрица $\mathbf{Y}^{-1} = \mathbf{Z}$ и является матрицей сопротивлений узлов.

Записанное выше уравнение можно принять за расчетное и записать в следующем виде:

$$\mathbf{U} = -\mathbf{ZI} + \mathbf{EU}_б,$$

где **E** — вектор-столбец, все элементы которого равны единице.

Именно применительно к этому выражению организуется итеративный процесс, реализуемый в программах для ЦВМ. Процесс итераций во многом сходен с тем процессом, который принят в методе простой итерации: задается исходное приближение вектора $\mathbf{U} = \mathbf{U}^{(0)}$, вычисляются токи в узлах по известным мощностям узлов $I_i = \hat{S}_i\,(\hat{U}_i)^{-1}$, согласно расчетному уравнению вычисляется новое приближение вектора **U**; это значение снова подставляется в правую часть ($\mathbf{U}^{(0)} = \mathbf{U}$) до тех пор, пока не выполнится условие $|\mathbf{U} - \mathbf{U}_0^{(0)}| < \varepsilon$.

Далее обычно переходят от операций с комплексными числами к действительным числам и, приравнивая нулю отдельно действительные и мнимые части, получают матричные уравнения относительно неизвестных составляющих векторов. Число итераций в этом методе на 1—2 порядка меньше, чем в методе Гаусса—Зейделя, но операция получения матрицы **Z** путем ее обращения довольно трудоемка, поэтому использование метода матрицы **Z** оправдано, когда производится серия расчетов одной и той же схемы при различных нагрузках и матрица **Z** вычисляется только один раз. Кроме того, приходится считаться с тем, что матрица **Z** обычно не имеет нулевых элементов и для ее запоминания требуется значительный объем памяти вычислительных машин. Рассматриваемый метод применяется для исследования таких режимов, в которых расчет установившегося режима выступает в качестве некой вспомогательной подзадачи. Такими являются расчеты статической и динамической устойчивости схемы, где объем в основном определяется уравнениями неустановившегося движения генераторов, двигателей и компенсаторов.

Градиентный метод. Этот метод, по сравнению с другими, имеет преимущества в отношении сходимости, которая в этом случае меньше зависит от ряда факторов. Метод основывается на использовании свойства вектора градиента указывать направление наибольшего возрастания функции в данной точке. В процессе применения метода используют, как его разновидность, также решение системы нелинейных уравнений и нахождение минимума функции переменных, участвующих в задаче. Пусть, например, имеется функция

$$\varphi = \sum_{i=1}^{2n} W_i^2,$$

где W_i — небаланс активного или реактивного тока.

Необходимым условием минимума этой функции является равенство нулю производных

$$\partial\varphi/\partial U_{1a} = 0;\ \ldots;\ \partial\varphi/\partial U_{na} = 0;$$
$$\partial\varphi/\partial U_{1r} = 0;\ \ldots;\ \partial\varphi/\partial U_{nr} = 0.$$

Таким образом, получается система $2n$ уравнений с $2n$ неизвестными, решение которых позволяет найти искомые параметры режима. Однако такой путь трудоемок и его заменяют другим, существенно изменяющим метод, а именно: начиная с некоторого исходного приближения неизвестных $x_1^{(0)} = U_{1a}^{(0)}$ или $U_{ni}^{(0)}, \ldots, U_{nd}^{(0)}, U_{nr}^{(0)}$ переходят к новым значениям $x^{(1)}$, затем к значениям $x^{(2)}$ и т. д., так что в каждой точке $x^{(k)}$ по сравнению с $x^{(k-1)}$ функция φ убывает. Эта многошаговая процедура характерна для большинства практических применений градиентных методов. При этом приходится сделать некоторое число шагов, чтобы получить значение функции, меньшее некоторого малого положительного числа $\varphi \leqslant \varepsilon_i$, что является показателем окончания процесса. Ряд специалистов считает, что область использования градиентного метода — это в основном получение приближенных решений, которые должны уточняться другими методами, имеющими вблизи точного решения более быструю сходимость.

Метод Ньютона—Рафсона. Этот метод обеспечивает, как правило, наиболее быструю сходимость при решении систем нелинейных уравнений. В основе метода лежит идея последовательной замены нелинейной системы уравнений некоторой линейной, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению исследуемой нелинейной системы, чем исходное приближение. Геометрически метод интерпретируется как замена некоторой криволинейной характеристики в какой-либо точке x_0 касательной и нахождение точки x_1 пересечения этой касательной с осью x. Процесс линеаризации в этом методе повторяется до тех пор, пока новая точка x_k не будет близка к предыдущей, т. е. пока не будет реализовано соотношение

$$| \Delta x | \leqslant \varepsilon_1.$$

Математическими соотношениями, положенными в основу метода, являются уравнения баланса мощностей:

$$P_k - P_k(U, \delta) = 0; \quad Q_k - Q_k(U, \delta) = 0,$$

или в комплексной форме

$$P_k(U, \delta) + jQ_k(U, \delta) = U_k e^{j\delta_k} \left(\sum_{m=1}^{n} U_m e^{-j\delta_m} y_{km} e^{-j\theta_{km}} \right),$$

где k — число узлов системы.

Из последнего уравнения после дифференцирования его по напряжению (U — по модулю) и углу (δ) можно получить линеаризованные выражения, записываемые в матричной форме следующим образом:

$$\begin{Vmatrix} \Delta P_k \\ \cdots \\ \Delta Q_k \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} H_{km} & N_{km} \\ \cdots & \cdots \\ J_{km} & L_{km} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \Delta\delta_m \\ \cdots\cdots \\ \Delta U_m/U_m \end{Vmatrix} = \mathbf{J}_я \begin{Vmatrix} \Delta\delta_m \\ \cdots\cdots \\ \Delta U_m/U_m \end{Vmatrix}.$$

Здесь

$$H_{km} = \partial P_k/\partial\delta_m; \quad N_{km} = U_m \partial P_k/\partial U_m;$$
$$J_{km} = \partial q_k/\partial\delta_m; \quad L_{km} = U_m \partial q_k/\partial U_m;$$

$\mathbf{J}_я$ — квадратичная матрица Якоби, имеющая размерность $2n - 2 - f$, где f — количество узлов с фиксированным модулем напряжения.

Чтобы получить баланс мощностей в узлах, необходимо «подогнать» углы и модули узловых напряжений, вводя поправки к углу $\Delta\delta$ и к напряжению ΔU:

$$\delta_m^{i+1} = \delta_m^i + \Delta\delta_m; \quad U_m^{i+1} = U_m^i + \Delta U_m,$$

где i — номер итерации.

Метод имеет практические дополнения и модификации, облегчающие решения тех или иных конкретных задач; в него могут быть введены различные ограничения (например, ограничения на потоки активной мощности в тех или иных элементах системы и т. д.).

Основным преимуществом метода, благодаря которому он получил распространение, является более быстрая сходимость по сравнению с другими методами. Однако он также не лишен недостатков. Здесь прежде всего надо отметить, что каждая итерация в отдельности более трудоемка, чем, например, в методе простой итерации. Кроме того, объем промежуточной информации, которую приходится перерабатывать на каждом шаге при решении системы линейных уравнений, оказывается очень велик. Влияние этих недостатков может быть уменьшено рядом приемов и прежде всего рационализацией методов обработки информации и разделением системы на подсистемы.

Общая оценка и сопоставление методов решения нелинейных уравнений, позволяющих найти параметры установившегося режима, были проведены применительно к пяти методам, которые можно считать основными. Но в настоящее время такого рода методов и их различных модификаций применительно к расчетам на ЦВМ разработано большое количество. Разработано также очень много программ, базирующихся на описанных методах и на их различных вариациях. Общая, хотя и далеко не полная, характеристика ряда методов приведена в табл. 1-1 и 1-2, данные которых могут служить некоторой ориентировочной оценкой, так как сопоставляемые методы требуют более тщательного исследования и сопоставления. На основе общих оценок и сопоставлений, носящих только ознакомительный характер, нельзя оценить практически все эти методы и выявить какой-то удобный во всех отношениях. Эффективность метода зависит от конкретных условий, от применяемых ЦВМ и т. д.

Иногда оказывается полезным сочетание методов. Например, в начале расчета пользуются градиентным методом, менее чувствительным к величинам исходных небалансов, а далее в некоторой окрестности переходят к методу Ньютона—Рафсона. Такой прием — это опять-таки указание на некоторую возможность; иногда спорная и не универсальная рекомендация.

Таблица 1-1

Характеристика пяти рассмотренных методов*

Название метода	Достоинства	Недостатки	Целесообразная область использования
Метод простой итерации	Простота алгоритма; малая потребность в памяти ЭВМ; малое количество вычислений на одной итерации	Медленная сходимость	Для расчетов не сильно нагруженных схем, достаточно однородных, не содержащих больших емкостных сопротивлений и проводимостей
Метод Гаусса—Зейделя	Простота алгоритма; малая потребность в памяти ЭВМ; малое количество вычислений на одной итерации	Недостаточная сходимость	Там же, где метод простой итерации. В ряде случаев удается вести расчет сильно загруженных схем
Метод матрицы собственных и взаимных сопротивлений узлов	Достаточно быстрая сходимость; возможность использования матрицы при изменении нагрузок	Большая потребность в памяти ЭВМ; необходимость предварительного трудоемкого расчета матрицы; трудность учета регулируемых трансформаторов	Для серийных расчетов сравнительно небольших схем при определении статической и динамической устойчивости
Градиентный метод	Малая потребность в памяти; удовлетворительная сходимость вдали от решения	Медленная сходимость вблизи решения	Для приближенных расчетов схем, получения исходного приближения по методу Ньютона—Рафсона
Метод Ньютона—Рафсона	Быстрая сходимость; возможность расчета достаточно сложных и нагруженных схем; возможность использования промежуточных результатов для расчетов оптимальных и допустимых режимов	Сложность алгоритма при использовании специальных приемов сокращения объема промежуточной информации; большой требуемый объем памяти (если не использовать специальных приемов)	Для расчета сложных, неоднородных, сильно нагруженных систем, имеющих емкости, регулируемые трансформаторы и т. д. При использовании расчета установившегося режима в качестве подпрограммы для получения допустимых и и оптимальных режимов

* Характеристика методов дана в таблице по А. З. Гамму [Л. 9].

Таблица 1-2

Итерационные методы решения нелинейных уравнений установившегося режима*

Название метода	Существование сходимости	Скорость сходимости	Факторы, влияющие на сходимость: выбор базисного угла	выбор системы независимых контуров	изменение нумерации узлов при выбранном базисном узле	изменение нумерации контуров в выбранной системе	обусловленность системы	способ приведения системы к виду	выбор начального приближения
Метод простой итерации	Сходится не всегда	Квадратичная, с быстротой геометрической прогрессии	+	+	—	—	+	+	+
Метод Зейделя			+	+	—	—	+	+	+
Ускоренный метод Зейделя			++	++	++	++	++	++	++
Многошаговые итерационные методы	Сходится, если правильно выбрали начальное приближение		+	+	—	—	+	—	+
Модифицированный метод Ньютона			+	+	—	—	+	—	+
Комбинированный метод минимизации и метод Ньютона			+	+	—	—	+	—	+
Метод секущих	Сходится		+	+	—	—	+	—	+
Метод скорейшего спуска			++	++	—	—	++	—	++
Метод наискорейшего спуска в модифицированном виде			+	+	—	—	+	—	+
Итеративный метод отыскания минимума суммы квадратов	»		+	+	—	—	+	—	+
Метод дифференциального спуска	»		+	+	—	—	+	—	+
Метод Ньютона	Сходится, если правильно выбрано начальное приближение		+	+	—	—	+	—	+
Метод Ньютона—Рафсона	Приближенно сходится	Квадратичная, с быстротой геометрической прогрессии	+	+	—	—	+	+	+
Дискретный вариант метода Ньютона	Сходится		+	+	—	—	+	+	+
Видоизмененный метод Ньютона (1)			+	+	—	—	+	+	+
Видоизмененный метод Ньютона (2)	»		+	+	—	—	+	+	+
Ускоренный метод Ньютона	»		+	+	—	—	+	—	+

* Сопоставление методов несколько условно. Имеется и непрерывно разрабатывается много новых модификаций методов, не отраженных в таблице. Таблица заимствована из [Л. 71].

Примечание. Знак «+» означает, что данный фактор влияет на сходимость; знак «—» — не влияет.

§ 1-6. ПРАКТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ*

Устойчивость как необходимое условие существования установившегося режима электрической системы. Статическая неустойчивость электрической системы может проявляться в виде апериодического или колебательного процесса при нарастающем изменении параметров исходного установившегося режима (см. § 1-2). Колебательный характер процесса может быть обусловлен неправильной настройкой регулирующих устройств, что бывает сравнительно редко и что обычно является предметом отдельных исследований, направленных на надлежащий выбор этих устройств**. При проверке существования установившихся режимов системы можно ограничиться только выявлением возможности апериодической их неустойчивости, считая, что самораскачивание исключено «конструктивными» и «настроечными» мероприятиями по выбору регулирующих устройств и возникать не будет. Условием статической устойчивости системы (т. е. апериодической статической устойчивости) является положительность свободного члена характеристического уравнения***. При этом для проверки устойчивости часто применяют так называемые *практические критерии устойчивости* (§ 1-1), т. е. критерии, вытекающие из практики. Рассмотрим получение этих критериев на примере системы, показанной на рис. 1-16.

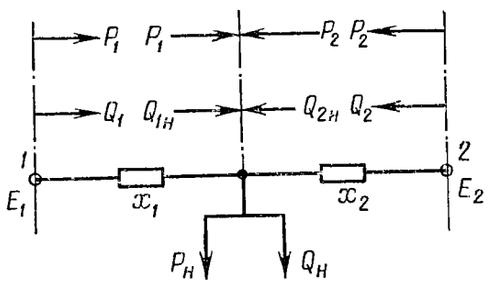


Рис. 1-16

Установившийся режим этой системы определяется следующими уравнениями балансов:

1) мощностей на валах генераторов

$$P_1 - P_{т1} = 0;\ P_2 - P_{т2} = 0; \tag{1-11}$$

2) э. д. с. генераторов

$$E_1 - E_{10} = 0;\ E_2 - E_{20} = 0; \tag{1-12}$$

3) мощностей в узлах нагрузки

$$Q_{1н} + Q_{2н} - Q_н = 0;\ P_1 + P_2 - P_н = 0. \tag{1-13}$$

---

* Автор выражает благодарность кандидатам техн. наук Е. В. Путятину и В. А. Строеву за участие в отработке данного параграфа.

** Колебательный процесс нарушения устойчивости возможен также при параметрическом самораскачивании и самовозбуждении в системе. Неустойчивость этого вида может проявиться в режимах малых нагрузок системы; она исследуется специальными методами и здесь не рассматривается.

*** При условии, что коэффициент характеристического уравнения при высшей степени оператора $p = d/dt$ положителен.

В этих уравнениях

$$\left.\begin{aligned}
&P_1 = \varphi_1(\delta_1, U, \omega, E_1);\ P_2 = \varphi_2(\delta_2, U, \omega, E_2);\\
&P_{т1} = \varphi_{т1}(\omega);\ P_{т2} = \varphi_{т2}(\omega);\\
&E_1 = \varphi_5(\delta_1, U, \omega, Q_1);\ E_2 = \varphi_6(\delta_2, U, \omega, Q_2);\\
&Q_{1н} = \varphi_3(\delta_1, U, \omega, E_1);\ Q_{2н} = \varphi_4(\delta_2, U, \omega, E_2);\\
&P_н = \varphi_н(U, \omega);\ Q_н = \psi_н(U, \omega).
\end{aligned}\right\} \tag{1-14}$$

Преобразуем 1, 2, 7 и 8-е уравнения системы (1-14), подставив вместо э. д. с. E_1 и E_2 их выражения из пятого и шестого уравнений той же системы. Тогда получим

$$\left.\begin{aligned}
&P_1 = \xi_1(\delta_1, U, \omega, Q_1);\ P_2 = \xi_2(\delta_2, U, \omega, Q_2);\\
&Q_{1н} = \xi_3(\delta_1, U, \omega, Q_1);\ Q_{2н} = \xi_4(\delta_2, U, \omega, Q_2).
\end{aligned}\right\} \tag{1-15}$$

Предположим, что произошло изменение режима, вызванное какими-либо малыми отклонениями параметров, — появлением небалансов $\Delta Q_{г.н}$, а также небалансов ΔP_1, ΔP_2, ΔE_1, ΔE_2, $\Delta P_{г.н}$ в потоках мощности генератор—нагрузка в уравнениях (1-11)—(1-13). При этом не фиксируем, какие именно отклонения и по каким причинам произошли, а только констатируем сам факт отклонения параметров. Уравнения (1-11)—(1-13) в общем случае нелинейны. Однако для рассматриваемых малых изменений параметров режима эти уравнения могут быть представлены в линеаризованном виде. Записав таким образом систему уравнений (1-11)—(1-13) с учетом (1-14) и (1-15) и с учетом небалансов, получим

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1}\Delta\delta_1 + \frac{\partial P_1}{\partial Q_1}\Delta Q_1 + 0 + \frac{\partial P_1}{\partial U}\Delta U + \\
&\qquad + 0 + \left(\frac{\partial P_1}{\partial \omega} - \frac{\partial P_{т1}}{\partial \omega}\right)\Delta\omega = \Delta P_1;\\
&\frac{\partial E_1}{\partial \delta_1}\Delta\delta_1 + \frac{\partial E_1}{\partial Q_1}\Delta Q_1 + 0 + \frac{\partial E_1}{\partial U}\Delta U + \\
&\qquad + 0 + \frac{\partial E_1}{\partial \omega}\Delta\omega = \Delta E_1;\\
&0 + 0 + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\Delta\delta_2 + \frac{\partial P_2}{\partial U}\Delta U + \\
&\qquad + \frac{\partial P_2}{\partial Q_2}\Delta Q_2 + \left(\frac{\partial P_2}{\partial \omega} - \frac{\partial P_{т2}}{\partial \omega}\right)\Delta\omega = \Delta P_2;\\
&0 + 0 + \frac{\partial E_2}{\partial \delta_2}\Delta\delta_2 + \frac{\partial E_2}{\partial U}\Delta U + \\
&\qquad + \frac{\partial E_2}{\partial Q_2}\Delta Q_2 + \frac{\partial E_2}{\partial \omega}\Delta\omega = \Delta E_2;\\
&\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1}\Delta\delta_1 + \frac{\partial P_1}{\partial Q_1}\Delta Q_1 + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\Delta\delta_2 + \left(\frac{\partial P_1}{\partial U} + \frac{\partial P_2}{\partial U} - \frac{\partial P_н}{\partial U}\right)\Delta U + \\
&\qquad + \frac{\partial P_2}{\partial Q_2}\Delta Q_2 + \left(\frac{\partial P_1}{\partial \omega} + \frac{\partial P_2}{\partial \omega} - \frac{\partial P_н}{\partial \omega}\right)\Delta\omega = \Delta P_{г.н};
\end{aligned}\right\} \tag{1-16}$$

$$\left.\begin{aligned}&\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\delta_1}\Delta\delta_1+\frac{\partial Q_{1н}}{\partial Q_1}\Delta Q_1+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial\delta_2}\Delta\delta_2+\left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial U}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial U}-\frac{\partial Q_н}{\partial U}\right)\Delta U+\\&+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial Q_2}\Delta Q_2+\left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\omega}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial\omega}-\frac{\partial Q_н}{\partial\omega}\right)\Delta\omega=\Delta Q_{г.н}.\end{aligned}\right|$$

Систему уравнений (1-16) можно записать в более компактной, матричной форме:

$$\begin{Vmatrix}
\frac{\partial P_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial P_1}{\partial U} & 0 & \frac{\partial P_1}{\partial\omega}-\frac{\partial P_{т1}}{\partial\omega}\\
\frac{\partial E_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial E_1}{\partial U} & 0 & \frac{\partial E_1}{\partial\omega}\\
0 & 0 & \frac{\partial P_2}{\partial\delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial U} & \frac{\partial P_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial P_2}{\partial\omega_2}-\frac{\partial P_{т2}}{\partial\omega}\\
0 & 0 & \frac{\partial E_2}{\partial\delta_2} & \frac{\partial E_2}{\partial U} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_2}{\partial\omega}\\
\frac{\partial P_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial P_2}{\partial\delta_2} & \left(\frac{\partial P_1}{\partial U}+\frac{\partial P_2}{\partial U}-\frac{\partial P_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial P_2}{\partial Q_2} & \left(\frac{\partial P_1}{\partial\omega}+\frac{\partial P_2}{\partial\omega}-\frac{\partial P_н}{\partial\omega}\right)\\
\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\delta_1} & \frac{\partial Q_{1н}}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial\delta_2} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial U}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial U}-\frac{\partial Q_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial Q_2} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\omega}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial\omega}-\frac{\partial Q_н}{\partial\omega}\right)
\end{Vmatrix}\times$$

$$\times\begin{Vmatrix}\Delta\delta_1\\ \Delta Q_1\\ \Delta\delta_2\\ \Delta U\\ \Delta Q_2\\ \Delta\omega\end{Vmatrix}=\begin{Vmatrix}\Delta P_1\\ \Delta E_1\\ \Delta P_2\\ \Delta E_2\\ \Delta P_{г.н}\\ \Delta Q_{г.н}\end{Vmatrix}. \qquad (1\text{-}17)$$

Определитель этой системы уравнений запишется в виде:

$$D=\begin{vmatrix}
\frac{\partial P_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial P_1}{\partial U} & 0 & \frac{\partial P_1}{\partial\omega}-\frac{\partial P_{т1}}{\partial\omega}\\
\frac{\partial E_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial E_1}{\partial U} & 0 & \frac{\partial E_1}{\partial\omega}\\
0 & 0 & \frac{\partial P_2}{\partial\delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial\omega} & \frac{\partial P_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial P_2}{\partial\omega}-\frac{\partial P_{т2}}{\partial\omega}\\
0 & 0 & \frac{\partial E_2}{\partial\delta_2} & \frac{\partial E_2}{\partial U} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_2}{\partial\omega}\\
\frac{\partial P_1}{\partial\delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial P_2}{\partial\delta_2} & \left(\frac{\partial P_1}{\partial U}+\frac{\partial P_2}{\partial U}-\frac{\partial P_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial P_2}{\partial Q_2} & \left(\frac{\partial P_1}{\partial U}+\frac{\partial P_2}{\partial\omega}-\frac{\partial P_н}{\partial\omega}\right)\\
\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\delta_1} & \frac{\partial Q_{1н}}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial\delta_2} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial U}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial U}-\frac{\partial Q_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial Q_2} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial\omega}+\frac{\partial Q_{2н}}{\partial\omega}-\frac{\partial Q_н}{\partial\omega}\right)
\end{vmatrix} \qquad (1\text{-}18)$$

Определитель D равен свободному члену характеристического уравнения системы и, следовательно, проверка апериодической статической устойчивости системы заключается в определении D и проверке его знака. При $D>0$ система будет устойчивой.

Применение практических критериев устойчивости приводит к тем же результатам, однако методика анализа устойчивости при этом другая. Для рассмотрения ее обратимся к системе уравнений (1-17). Решения этой системы будут линейными функциями относительно небалансов:

$$\Delta\omega=\frac{A_{16}}{D}\Delta P_1+\frac{A_{26}}{D}\Delta E_1+\frac{A_{36}}{D}\Delta P_2+\frac{A_{46}}{D}\Delta E_2+$$
$$+\frac{A_{56}}{D}\Delta P_{г.н}+\frac{A_{66}}{D}\Delta Q_{г.н}, \qquad (1\text{-}19)$$

где A_{i6} — алгебраические дополнения элементов последнего столбца определителя D.

Если в системе существует только небаланс $\Delta P_{г.н}$, то уравнение (1-19) примет вид:

$$\Delta\omega=(A_{56}/D)\Delta P_{г.н}. \qquad (1\text{-}20)$$

Последнее уравнение можно записать иначе:

$$\Delta P_{г.н}/\Delta\omega=D/A_{56}=-D/M_5, \qquad (1\text{-}21)$$

где M_5 — минор, соответствующий A_{56}.

Минор M_5 получается из определителя D вычеркиванием последнего столбца и предпоследней строки и по смыслу (аналогично D) является свободным членом характеристического уравнения исходной системы при условии, что частота системы постоянна. Это позволяет следующим образом трактовать соотношение (1-21): если система устойчива при закреплении частоты ($M_5>0$), то исходная система без закрепления частоты будет устойчивой ($D>0$) в том случае, когда

$$\Delta P_{г.н}/\Delta\omega<0. \qquad (1\text{-}22)$$

Для малых отклонений отношение приращений можно заменить производной, тогда (1-22) запишется в виде

$$dP_{г.н}/d\omega<0. \qquad (1\text{-}23)$$

Полученное соотношение называется *практическим критерием статической устойчивости*. Большинство критериев такого рода формируется аналогично (1-23) в виде неравенства, в левой части которого стоит производная от небаланса по параметру режима системы. Если система устойчива при закреплении параметра режима, входящего в состав практического критерия, то выполнение условия практического критерия будет означать устойчивость исходной системы.

Применение практического критерия (1-23) означает замену расчета определителя шестого порядка (D) на расчет определителя пятого порядка (M_5) и производной от небаланса мощности по частоте.

Эту методику можно применить и далее, заменив расчет определителя пятого порядка расчетом определителя четвертого порядка и проверкой еще одного практического критерия.

В конечном итоге проверку апериодической статической устойчивости можно свести к последовательному рассмотрению выполнения условий ряда практических критериев. Например, для оценки устойчивости системы при закреплении частоты ($M_5 > 0$) можно применить практический критерий в виде производной от небаланса реактивной мощности по напряжению. Чтобы получить этот критерий, запишем систему уравнений (1-17) при $\omega = \text{const}$ для случая, когда существует только небаланс $\Delta Q_{г.н}$:

$$\begin{Vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial P_1}{\partial U} & 0 \\ \frac{\partial E_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} & 0 & \frac{\partial E_1}{\partial U} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial U} & \frac{\partial P_2}{\partial Q_2} \\ 0 & 0 & \frac{\partial E_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial E_2}{\partial U} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_2} \\ \frac{\partial Q_{1н}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{1н}}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial \delta_2} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial U} + \frac{\partial Q_{2н}}{\partial U} - \frac{\partial Q_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial Q_2} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \Delta U \\ \Delta Q_2 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \Delta Q_{г.н} \end{Vmatrix} \quad (1\text{-}24)$$

Решая эту систему относительно ΔU, получим

$$\Delta U = -(M_4/M_5)\Delta Q_{г.н}, \quad (1\text{-}25)$$

где M_4 — минор четвертого порядка, получаемый из M_5 вычеркиванием пятой строки и четвертого столбца.

Аналогично предыдущему случаю на основании (1-25) можно заключить, что система при закреплении частоты будет устойчива ($M_5 > 0$), если условие устойчивости выполняется при закреплении частоты и напряжения ($M_4 > 0$) и если

$$\partial Q_{г.н}/\partial U < 0. \quad (1\text{-}26)$$

Выражение (1-26) записано в форме частной производной*, поскольку оно определяется при $\omega = \text{const}$.

Условия (1-21) и (1-25) можно объединить в одно:

$$(\partial P_{г.н}/\partial\omega)(\partial Q_{г.н}/\partial U) = D/M_4. \quad (1\text{-}27)$$

Тогда условие устойчивости исходной системы можно сформулировать следующим образом: если система устойчива при закреплении напряжения узла нагрузки и частоты, то об устойчивости исходной системы можно судить по практическому критерию

$$(\partial P_{г.н}/\partial\omega)(\partial Q_{г.н}/\partial U) > 0. \quad (1\text{-}28)$$

* При этой записи здесь и дальше под $Q_{г.н}$, $P_{г.н}$ понимается небаланс мощности генерации и нагрузки.

Критерий (1-28) можно также записать в виде:

$$(\partial P_{г.н}/\partial\omega)(\partial Q_{г.н}/\partial U) - (\partial P_{г.н}/\partial U)(\partial Q_{г.н}/\partial\omega) > 0, \quad (1\text{-}29)$$

где частные производные по одному параметру (ω или U) вычисляются при закреплении второго параметра*.

Таким образом, анализ устойчивости исследуемой системы, заключающийся в расчете определителя шестого порядка (D), свелся к расчету определителя четвертого порядка (M_4) и практического критерия (1-28) или (1-29).

Выбор того или иного выражения практического критерия в каждом конкретном случае осуществляется исходя из условия максимально возможного сокращения объема расчетов и в значительной степени определяется видом схемы исследуемой системы. Например, для рассматриваемой схемы, содержащей один узел нагрузки, наиболее целесообразно использовать практические критерии в виде производных по напряжению и частоте (как это и было сделано), поскольку при закреплении напряжения и частоты система распадается на две независимые части (две схемы «станция—шины неизменного напряжения и частоты»). Это означает, что расчет определителя четвертого порядка (M_4) сводится к более простому расчету произведения двух определителей второго порядка. Рациональный выбор практических критериев в общем случае может значительно облегчить анализ статической устойчивости по сравнению с непосредственным вычислением свободного члена характеристического уравнения.

Выражения практических критериев в форме производных от небаланса по параметру режима обычно допускают наглядную физическую трактовку, что позволяет упрощать анализ апериодической статической устойчивости на основе имеющегося опыта. Например, выполнение критерия (1-23) свидетельствует о том, что увеличение активной мощности нагрузки должно приводить к снижению частоты в системе. Это физически ясное условие обычно выполняется в электрических системах, и поэтому при анализе статической устойчивости можно пропустить первый этап — проверку выполнения критерия (1-23) и начать исследование при условии $\omega = \text{const}$, т.е. применяя критерий (1-26). Это приводит к значительному сокращению общего объема расчетов.

Проверку выполнения критерия (1-26) довольно просто проводить на расчетном столе переменного тока. Для этого, набрав расчетную схему системы и установив заданный режим, следует подключить к узлу нагрузки дополнительную малую реактивную проводимость и замерить реактивную мощность в ветви проводимости и отклонение напряжения узла нагрузки от значения в исходном установившемся режиме. По этим данным определяется $\Delta Q_{г.н}/\Delta U$ и проверяется условие выполнения практического критерия.

* Т. е. получены в предположении, что переменными являются ω и U.

Наряду с критерием (1-26) применяются также критерии вида

$$dE_1/dU > 0 \text{ и } dE_2/dU > 0, \qquad (1\text{-}30)$$

которые могут быть получены из (1-24) аналогично (1-26), но при введении небаланса ΔE_1 или ΔE_2 соответственно. Выбор того или иного критерия определяется соображениями простоты вычислений и расчетной схемой системы. Критерии вида (1-30) обычно применяются для схем, содержащих узел комплексной нагрузки, питающейся от одной электростанции. Критерий (1-26) обычно считается более предпочтительным для систем, содержащих узел комплексной нагрузки, питающейся от нескольких электростанций.

Отметим, что применение любого из указанных критериев должно приводить к одним и тем же результатам, и выбор конкретного критерия диктуется обычно удобством вычислений.

При исследовании апериодической статической устойчивости электрических систем с помощью практических критериев кроме упомянутого выше допущения о постоянстве частоты принимается упрощающее допущение о постоянстве и неизменности э. д. с. генераторов для различных исследуемых установившихся режимов системы. В основе этого допущения лежит эквивалентное представление регулируемого синхронного генератора в виде постоянной э. д. с. E, приложенной за некоторым реактивным сопротивлением Δx, величина которого зависит от характера АРВ и уменьшается с увеличением точности поддержания напряжения на зажимах генератора.

Проанализируем апериодическую статическую устойчивость исследуемой схемы (см. рис. 1-16) при данных упрощениях, т. е. при

$$\omega = \omega_0 = \text{const}, \quad E_1 = E_{10} = \text{const}, \quad E_2 = E_{20} = \text{const}.$$

Установившийся режим этой системы описывается следующими уравнениями:

$$P_1 - P_{т1} = 0; \quad P_2 - P_{т2} = 0; \quad Q_{1н} + Q_{2н} - Q_н = 0, \qquad (1\text{-}31)$$

где

$$P_1 = \varphi_1(\delta_i, U); \quad P_2 = \varphi_2(\delta_2, U);$$

$$P_{т1} = P_{10} = \text{const}; \quad P_{т2} = P_{20} = \text{const};$$

$$Q_{1н} = \varphi_3(\delta_1, U); \quad Q_{2н} = \varphi_4(\delta_2, U); \quad Q_н = \psi_н(U).$$

Уравнения (1-31) для малых отклонений параметров, вызванных небалансами, могут быть записаны в линеаризованном виде:

$$\begin{Vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial U} & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_2}{\partial U} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial Q_{1н}}{\partial \delta_1} & \left(\frac{\partial Q_{1н}}{\partial U} + \frac{\partial Q_{2н}}{\partial U} - \frac{\partial Q_н}{\partial U}\right) & \frac{\partial Q_{2н}}{\partial \delta_2} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta U \\ \Delta\delta_2 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_{г.н} \end{Vmatrix}. \qquad (1\text{-}32)$$

Исследования статической устойчивости. Для этого воспользуемся критерием (1-26). Согласно определению этого критерия условие устойчивости выполняется (т. е. определитель системы уравнений (1-32) положителен), если отрицательна производная от небаланса реактивной мощности по напряжению и если устойчива исходная система при закреплении напряжения в узле нагрузки ($U = \text{const}$). Проверку последнего условия можно также провести с помощью практических критериев. Для этого запишем (1-32) при $U = \text{const}$:

$$\begin{Vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \end{Vmatrix}. \qquad (1\text{-}33)$$

Проверка условий статической устойчивости в данном случае может проводиться по практическому критерию, связывающему небаланс мощности и отклонение угла. При $\Delta P_2 = 0$ получим

$$\Delta\delta_1 = \frac{\partial P_2/\partial \delta_2}{M_2} \Delta P_1; \qquad (1\text{-}34)$$

аналогично при $\Delta P_1 = 0$ получим

$$\Delta\delta_2 = \frac{\partial P_1/\partial \delta_1}{M_2} \Delta P_2, \qquad (1\text{-}35)$$

где $M_2 = (\partial P_1/\partial \delta_1)(\partial P_2/\partial \delta_2)$ — определитель системы (1-33).

В соответствии с (1-34) и (1-35) запишем

$$\Delta P_1/\Delta\delta_1 = \partial P_1/\partial \delta_1; \quad \Delta P_2/\Delta\delta_2 = \partial P_2/\partial \delta_2.$$

Положительность этих производных является условием устойчивости системы, описанной уравнениями (1-33). Последний вывод очевиден, так как (1-33) соответствует двум взаимно независимым подсхемам «станция — шины неизменного напряжения», поскольку напряжение в узле нагрузки исходной схемы (см. рис. 1-18) принято постоянным по амплитуде и частоте.

Рассмотренные практические критерии статической устойчивости сведены в табл. 1-3.

Выявление условий апериодической статической устойчивости сложной электрической системы. На примере сравнительно простой схемы («две станции — нагрузка») было показано применение практических критериев для выявления условий апериодической статической устойчивости электрических систем. Применение таких критериев по сравнению с расчетом свободного члена характеристического уравнения a_n исследуемой системы имеет ряд преимуществ, четко проявляющихся при исследовании относительно несложных схем. Эти преимущества заключаются в наглядности исследования, сокращении объема расчетов и применении для исследований расчетных столов переменного тока.

Таблица 1-3

Практические критерии

Практический критерий статической устойчивости	Принимаемые допущения
$dP_{г.н}/d\omega < 0$	—
$(\partial P_{г.н}/\partial\omega)(\partial Q_{г.н}/\partial U) - (\partial P_{г.н}/\partial U)(\partial Q_{г.н}/\partial\omega) < 0$	—
$\partial Q_{г.н}/\partial U < 0$	$\omega = \text{const}$
$\partial E_i/\partial U > 0$	$\omega = \text{const}$
$\partial P_i/\partial\delta_i > 0$	$\omega = \text{const}$; $U = \text{const}$; $E_i = \text{const}$

С применением ЦВМ для расчетов электрических систем положение изменилось; стало возможным анализировать весьма сложные схемы электрических систем, не прибегая к существенным упрощениям. При этом проверку апериодической статической устойчивости можно достаточно просто осуществлять по знаку a_n, рассчитывая определитель системы линеаризованных уравнений установившегося режима.

Такое исследование апериодической статической устойчивости состоит из двух этапов: 1) расчет исследуемого установившегося режима системы; 2) расчет a_n и проверка условий устойчивости по результатам первого этапа. В последние годы рядом авторов были сделаны предложения—полностью или в значительной степени совместить эти два этапа с целью упрощения и ускорения расчетов на ЦВМ.

Одно из таких предложений состоит в том, чтобы для расчета установившихся режимов применять такой итерационный процесс, который бы сходился только к устойчивому режиму ($a_n > 0$) и расходился бы при неустойчивом режиме ($a_n < 0$). При этом, если утяжелять исходный устойчивый режим системы, то последний рассчитанный режим (итерационный процесс сошелся к решению) будет соответствовать пределу статической устойчивости.

Другое предложение относится к расчету установившегося режима методом Ньютона и состоит в том, что при определенных условиях якобиан системы уравнений, используемых для расчета, может совпадать с величиной a_n (с малой погрешностью, обусловленной конечным статизмом поддержания напряжений на зажимах генераторов). В этом случае в результате расчета установившегося режима одновременно получаем оценку его устойчивости по знаку якобиана. Это справедливо для систем, содержащих шины бесконечной мощности, при выполнении следующих условий: 1) в качестве балансирующего узла выбраны шины бесконечной мощности; 2) для генерирующих узлов выбраны шины бесконечной мощности, в качестве независимых переменных заданы P и U; 3) нагрузки задаются теми же статическими характеристиками по напряжению, что и при анализе устойчивости.

Нарушение любого из этих условий не позволяет судить по якобиану уравнений установившегося режима о статической устойчивости реальной электрической системы. В этом случае можно говорить только о «расчетной устойчивости» исследуемых уравнений. Однако при расчете установившегося режима методом Ньютона, проводимого для любой формы представления уравнений, можно в конце итерационного процесса вычислить якобиан, удовлетворяющий сформулированным выше требованиям, т. е. совпадающий с a_n. С учетом сказанного в программу расчета установившихся режимов методом Ньютона можно всегда внести модификации, позволяющие дополнительно получать оценку апериодической статической устойчивости.

При расчете установившегося режима методом Ньютона, в отличие от ранее рассмотренного расчета, сходимость итерационного процесса в общем случае не связана с апериодической статической устойчивостью режима. Это означает, что итерационный процесс Ньютона может сходиться при расчете неустойчивого режима и расходиться при расчете устойчивого. Последнее крайне нежелательно, и поэтому, хотя случаи расходимости метода Ньютона очень редки, рекомендуется модифицировать этот алгоритм так, чтобы обеспечить его надежную сходимость по крайней мере в области устойчивых режимов (оцениваемых по знаку якобиана). Эта модификация заключается в дополнительном дроблении шагов итераций.

Требования обеспечения необходимых запасов статической устойчивости при расчетах режимов электрических систем часто учитываются в виде ограничений, накладываемых на наибольшие и наименьшие значения потоков мощности, протекающих по линиям. Связь между потоками мощности и устойчивостью режима в существенной степени зависит от схемы системы, от значений параметров отдельных элементов схемы, а также от характера изучаемых режимов. Поэтому такой учет ограничений в общем случае может не отражать требований статической устойчивости. Для более достоверного учета ограничений по статической устойчивости при расчете режимов сложных электрических систем следует ориентироваться на условие $a_n > 0$. В этом случае многомерность задачи существенно усложняет решение, поскольку из множества возможных необходимо выбрать такой путь (способ) утяжеления исходного режима системы, который приводил бы к наименьшему значению запаса устойчивости системы. Решение этой задачи требует применения сложных методов нелинейного программирования.

В качестве инженерного способа решения задачи может быть рекомендован перебор ограниченного числа способов утяжеления, выбранных в результате изучения конкретной схемы исследуемой системы и ее режимов. В частном случае это могут быть утяжеления режима путем поочередного изменения каждого из заданных независимых

параметров режима (мощности электростанций и нагрузок, напряжений узлов сети).

Однако сходимость итерационного метода при расчете установившегося режима не обязательно должна быть связана с апериодической устойчивостью режима и не является единственным признаком устойчивости. При реализации непрерывного сходящегося итерационного процесса по Ньютону от начального приближения, соответствующего устойчивому режиму, неизменность знака якобиана в форме, соответствующей a_n, является уже сама по себе достаточным условием апериодической устойчивости исследуемого режима. Дискретность итерационного процесса не позволяет следить за знаком якобиана непрерывно; слежение возможно только в точках, определяемых отдельными итерациями. Этот же недостаток характерен для любых других методов утяжеления, применяемых в расчетах. Противоположность знаков якобиана в точках решения и начального приближения, соответствующего устойчивому режиму, свидетельствует об апериодической неустойчивости режима. Совпадение знаков якобиана в точках устойчивого начального приближения и решения не указывает однозначно на апериодическую устойчивость рассчитываемого режима, поскольку не исключено, что во время итерационного процесса, проводимого по методу Ньютона, знак якобиана мог дважды измениться. Следовательно, сходимость расчетов по методу Ньютона и апериодическая устойчивость системы в общем случае не совпадают, хотя они, несомненно, взаимосвязаны в рассмотренных ранее случаях. При этом выводы Ньютона справедливы и для других итерационных методов, если вместо якобиана уравнений установившегося режима говорить об a_n.

Значительно более определенной является связь апериодической устойчивости и сходимости метода по параметру. В связи с этим часто рекомендуют при оценке апериодической статической устойчивости электрической системы по якобиану уравнений установившегося режима применять метод расчета по параметру, который соответствует утяжелению режима системы при использовании на каждом шаге утяжеления метода Ньютона. В этом случае предел апериодической устойчивости будет отвечать изменению знака якобиана, соответствующего свободному члену. В качестве предельного по апериодической устойчивости режима можно считать режим, полученный на последнем шаге утяжеления при сходящемся итерационном процессе метода по параметру. Отличие этого режима от предельного определяется величиной последнего шага утяжеления и точностью расчета установившегося режима.

Утяжеление режима одновременным изменением нескольких независимых переменных (например, уменьшение напряжений в нескольких узлах системы) заметно усложняет определение запасов устойчивости и соответственно оценку допустимости исследуемого режима по сравнению с тем утяжелением, которое осуществляется изменением только одного режимного параметра. В этом случае более обоснованная оценка запаса статической устойчивости может быть получена с помощью так называемой m-нормы вектора коэффициентов запаса исследуемого режима. *Вектором коэффициента запаса по заданному пути утяжеления* при этом называют вектор $K = [K_j]$, компонентами которого являются масштабированные (приведенные к нормативным) значения коэффициентов запаса по всем параметрам режима, изменяемым при заданном способе утяжеления. При изменении нескольких независимых параметров режима $\| K \|_m$ m-норма вектора коэффициентов запаса по заданному пути утяжеления служит для оценки допустимости исследуемого режима аналогично тому, как коэффициент запаса используется в случае утяжеления по одному независимому параметру. Исследуемый режим является допустимым по статической устойчивости при заданном пути утяжеления, если значение m-нормы не меньше заданного.

Утяжеление одного и того же исследуемого режима различными способами приводит к различным значениям запасов устойчивости, определяемых по выбранной норме. Надежная оценка запаса устойчивости электрической системы получается при выборе наиболее опасного пути утяжеления, которому отвечает наименьшая величина запаса $\| K \|_m$. Наиболее опасный путь утяжеления определяется на основе интуитивных представлений или на основе методов нелинейного программирования.

В качестве инженерного решения рассматриваемой задачи можно применить перебор конечного числа заданных путей утяжеления, выбранных в результате изучения конкретной схемы исследуемой сети и ее режимов. В частном случае это могут быть утяжеления в отдельности по каждому параметру (из заданных независимых параметров режима). При определении наиболее опасного пути утяжеления можно найти не только запас устойчивости электрической системы, но и наиболее опасный с точки зрения устойчивости параметр режима.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Реза и С. Сили. Современный анализ электрических цепей. «Энергия», 1964.
2. Х. Ф. Фазылов. Методы расчета режимов электрических систем. «Наука», Ташкент, 1964.
3. Н. Г. Максимович. Методы топологического анализа электрических цепей. Издательство Львовского университета, 1970.
4. В. А. Тафт. Основы методики расчета линейных электрических цепей по заданным их частотным характеристикам. Изд-во АН СССР, 1954.
5. В. А. Веников. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. «Высшая школа», 1970.
6. В. А. Веников, И. В. Литкенс. Математические основы теории автоматического управления режимами электросистем. «Высшая школа», 1964.
7. Т. С. Латышева. Расчет установившихся режимов электрической сети при заданных мощностях в узлах. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1970, № 1.
8. В. И. Идельчик. Свойства решений уравнений стационарного режима сложных энергосистем. Издание ИПИ. Иркутск, 1970.
9. А. З. Гамм. Методы расчета нормальных режимов электроэнергетических систем на АВМ. Издание ИПИ. Иркутск, 1972.

10. В. А. Веников, В. П. Васин, В. А. Строев, В. И. Идельчик. Учет ограничений по статической устойчивости при расчетах сложных электрических систем. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 2.
11. В. А. Баринов (и др.). О выявлении статической устойчивости электрической системы при отсутствии самораскачивания. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6.
12. Л. Г. Ковшар (и др.). К вопросу об однозначности результатов и сходимости итерационного расчета стационарного режима энергосистем. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1966, № 4.
13. И. М. Маркович, В. А. Баринов. О критерии статической устойчивости, базирующемся на сходимости итерационного процесса исследуемого режима. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1970, № 5.
14. В. А. Веников (и др.). Оценка статической устойчивости электрических систем на основе уравнений установившегося режима. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, № 5.
15. В. И. Идельчик, А. И. Лазебник. Аналитическое исследование сходимости решений уравнений установившегося режима электрических систем. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1972, № 3.

ГЛАВА 2 СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЖИМА ПРОСТЕЙШИХ СИСТЕМ

§ 2-1. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

На рис. 2-1 показана принципиальная схема некоторой электрической системы. Система содержит три параллельно работающих электрических станции—$ГЭС_1$, $ТЭЦ_2$, $ГРЭС_3$, связанных между собой линиями $Л_1 \div Л_6$ электропередач двух номинальных напряжений. В состав электрической системы входят несколько подстанций (*Пс*), от которых осуществляется питание потребителей электроэнергии ($S_1 \div S_6$).

Схема содержит все основные элементы, присущие любой электрической системе. Наличие в ней нескольких источников активной (генераторы) и реактивной (*СК*) мощности также отвечает характерным условиям работы электрических систем любой сложности. Такие условия связаны с возможностью перераспределения активной и реактивной мощностей между источниками в установившихся режимах, а также с возможностью участия ряда электрических машин в переходных электромагнитных и электромеханических процессах. На этом основании можно считать систему, приведенную на рис. 2-1, примером электрической системы, которой присущи особенности и свойства современных систем большой сложности.

Схема замещения рассматриваемой системы, показанная на рис.2-2, отражает в виде полных $\dot{Z}$ и реактивных x сопротивлений все элементы схемы (рис. 2-1), причем на рисунке приняты те же обозначения. При этом генераторы каждой электрической станции и синхронные компенсаторы подстанции *1* отражены в схеме замещения одной эквивалентной синхронной машиной. Нагрузки для общности представлены как значениями активной и реактивной мощности, так и неизменными сопротивлениями.

Электрическую систему, в которой имеется три и более эквивалентных синхронных машин, в расчетной практике часто называют *многомашинной системой*. Принимая такой термин, схему замещения, представленную на рис. 2-2, следует назвать схемой замещения многомашинной системы.

Схема замещения любой электрической системы отличается от схемы замещения электрической сети той же системы включением схем замещения синхронных машин. Благодаря этому появляется возможность

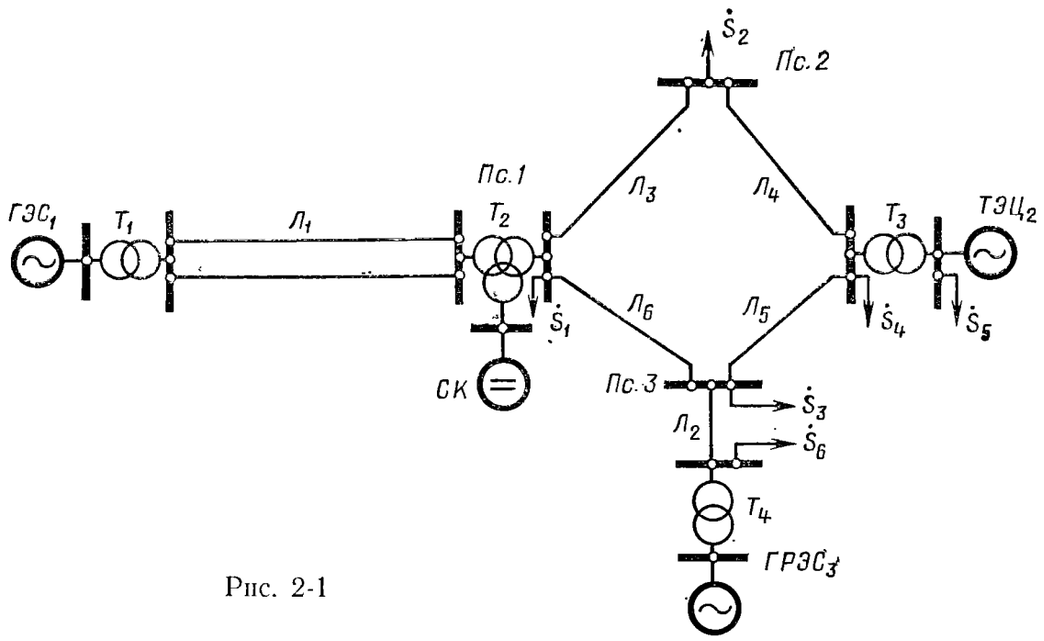


Рис. 2-1

учета влияния изменений режима синхронных машин на характеристики режима остальных элементов электрической системы. Необходимость в таком учете всегда возникает при достаточно строгих расчетах переходных процессов, а также в ряде случаев в расчетах установившихся режимов. В качестве примера можно привести анализ режимных характеристик системы при перераспределении мощности между генераторами или изменении нагрузки потребителей, проводимом с учетом статизма системы автоматического регулирования возбуждения генераторов. Другим примером могут служить расчеты неполнофазных режимов [Л.2, § 11-3].

В электрических системах возможны изменения частоты переменного тока. Эти изменения, возникающие как при случайных нарушениях заданного баланса мощности, так и при действии систем регули-

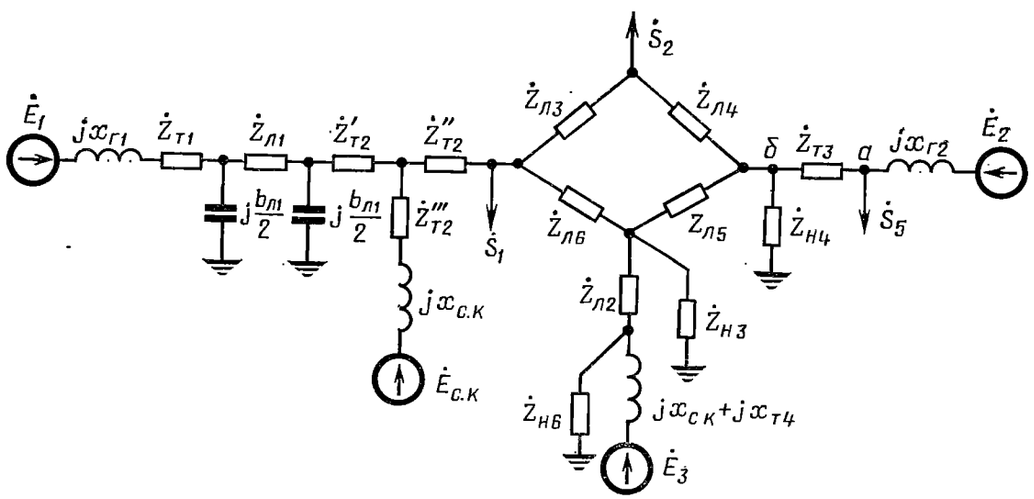


Рис. 2-2

рования частоты, определяются характеристиками генерируемой и потребляемой активной мощности. Изменения потребляемой мощности могут быть установлены и рассчитаны на основании схемы замещения электрической системы. Генерируемая мощность определяется характеристиками паровых и гидравлических турбин; турбины являются элементами не электрической, а энергетической системы, тем не менее их характеристики должны учитываться при расчетах тех режимов электрических систем, которые связаны с изменениями либо частоты во всей системе, либо скорости вращения роторов генераторов отдельных станций.

В ряде случаев схему замещения реальной сложной системы целесообразно упростить, уменьшив в ней число генераторных станций. Подобное упрощение позволяет сократить время на выполнение расчетов режима системы. Чтобы результаты расчетов по исходной и по упрощенной схемам были близки, упрощение расчетной схемы системы осуществляется по определенным правилам, которые рассматриваются в гл. 3.

При проведении упрощения в электрической системе выделяются две части — преобразуемая и непреобразуемая. Схема замещения первой из них подвергается тем или иным упрощающим преобразованиям, тогда как вторая часть представляется в расчетах своей полной схемой замещения. Так, например, в схеме, показанной на рис. 2-1, электростанцию $ГЭС_1$, подстанцию *1* и связывающую их электропередачу для ряда расчетов удобно включить в непреобразуемую часть системы. Остальные элементы системы при этом войдут в ее преобразуемую часть. Можно показать (см. гл. 3), что в рассматриваемом случае, т. е. когда выделенные части системы связываются лишь в одной узловой точке (на шинах подстанции *1*), упрощающие преобразования позволяют преобразуемую часть системы представить схемой замещения, показанной на рис. 2-3, где для результирующих (после преобразования) сопротивлений приняты обозначения $\dot{Z}_{10}$, $\dot{Z}_{э0}$, $\dot{Z}_c$. Соединяя такую схему замещения со схемой замещения непреобразуемой части, можно получить упрощенную расчетную схему всей системы в целом (рис. 2-3).

Иногда практикуется соединение схемы замещения преобразованной части системы с принципиальной схемой непреобразуемой ее части, как показано на рис. 2-4, где сохранены те же обозначения, что и на предыдущих рисунках. При этом получается схема, по которой удобно качественно оценивать условия работы элементов системы в ее непреобразованной части. Так, в соответствии с принятой ранее терминологией на примере схемы, приведенной на рис. 2-4, можно сказать, что генераторная станция $ГЭС_1$ работает в трехмашинной системе, которая по ряду своих свойств относится к категории сложных систем. Следовательно, в рассмотренном примере преобразование исходной схемы привело к более простой расчетной схеме, но сохранило качественные особенности исходной системы, которая также относилась к числу сложных систем.

Возможен, однако, и другой результат упрощающих преобразований. Примем, что в схеме, изображенной на рис. 2-4, трехобмоточный

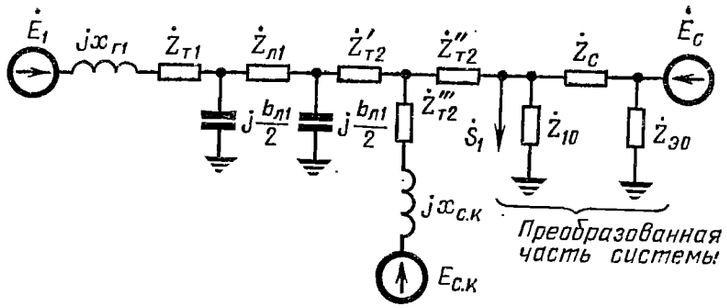


Рис. 2-3

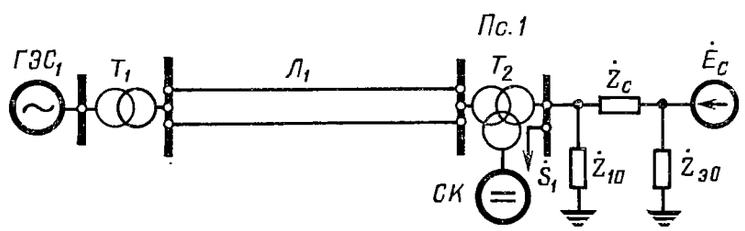


Рис. 2-4

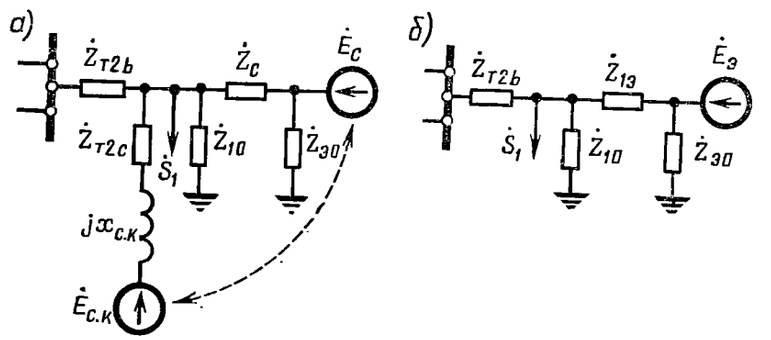


Рис. 2-5

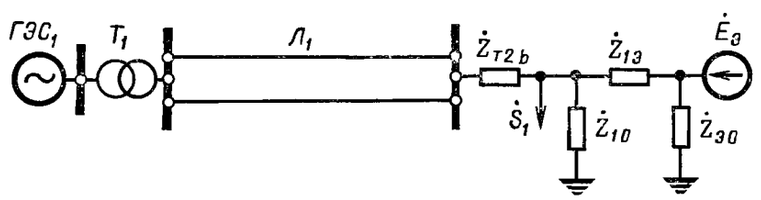


Рис. 2-6

трансформатор на подстанции *1* имеет такие напряжения короткого замыкания, что его схема замещения характеризуется нулевым индуктивным сопротивлением в ветви, связанной с шинами среднего напряжения. На рис. 2-5, *а* показана схема замещения трансформатора, там же приведена схема замещения синхронного компенсатора, содержащая индуктивное сопротивление и неизменную э. д. с., включенную за этим сопротивлением. Если две ветви схемы замещения (рис. 2-5, *а*), содержащие э. д. с., объединить (рис. 2-5, *б*), то можно получить еще более простую расчетную схему (рис. 2-6) рассматриваемой системы. Она будет содержать лишь две машины и, следовательно, уже не может

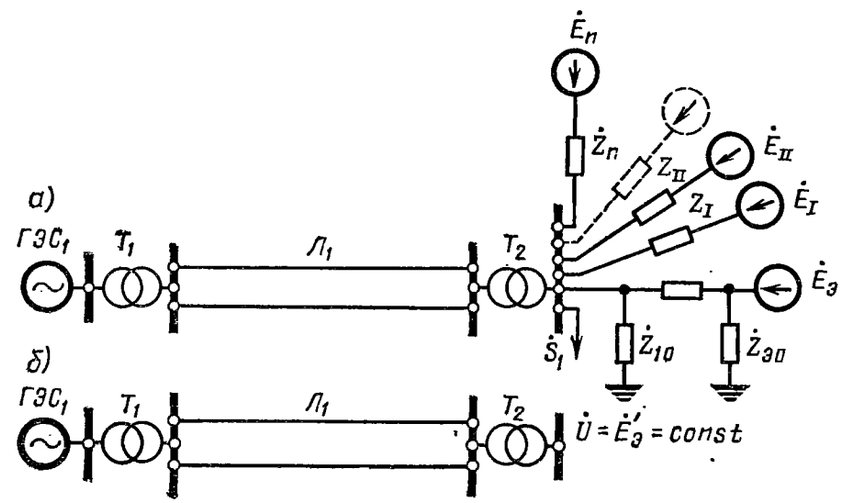


Рис. 2-7

классифицироваться как сложная. Если мощности электрических станций преобразуемой части системы значительно превосходят мощность станции $ГЭС_1$, то эквивалентное индуктивное сопротивление $\dot{Z}_{1э}$ будет иметь незначительную величину по сравнению с сопротивлением эквивалентного генератора $ГЭС_1$ и сопротивлениями электропередачи $Л_1$ между $ГЭС_1$ и подстанцией *1*. Такой вывод может быть наглядно подтвержден следующим образом. Допустим, что параллельно со станциями $ТЭЦ_2$ и $ГРЭС_3$ в рассматриваемой системе имеются еще несколько станций, непосредственно связанных с шинами подстанции *1*. В этом случае схема, показанная на рис. 2-6, должна быть дополнена ветвями, включающими сопротивления и э. д. с. этих станций (рис. 2-7, *а*). При объединении всех ветвей, связанных с шинами подстанции *1*, эквивалентная проводимость системы определяется как

$$\dot{Y}'_{1э} = \dot{Y}_{1э} + \dot{Y}_I + \dot{Y}_{II} + \ldots + \dot{Y}_n.$$

Следовательно, при увеличении числа дополнительных станций, т. е. при увеличении мощности преобразуемой части системы, проводимость $\dot{Y}'_{1э}$ будет увеличиваться, а сопротивление $\dot{Z}'_{1э}$ — уменьшаться, стремясь в пределе к нулю. Очевидно, что этому случаю отвечает бесконечно большая мощность станций преобразованной части системы. При этом расчетная схема рассматриваемой системы принимает вид, показанный на рис. 2-7, *б*.

При увеличении мощности приемной системы и соответствующем уменьшении сопротивления $\dot{Z}_{1э}$ в ее схеме замещения (рис. 2-6) эквивалентная э. д. с. $\dot{E}_э$ приближается по величине к напряжению на шинах приемной системы. Причем в пределе $\dot{E}_э = \dot{U}$. Электродвижущая сила $\dot{E}_э$ при существенном превышении мощности приемной системы над мощностью удаленной станции практически не зависит от режима этой станции. Следовательно, при анализе условий работы удаленной станции э. д. с. $\dot{E}_э$ может считаться постоянной, а следовательно, и напряжение $\dot{U}$ на шинах приемной системы также может быть принято неизменным по величине и частоте.

Электрическая система, схема которой показана на рис. 2-7, *б*, называется *простейшей системой*, или системой, в которой удаленная станция работает «на шины неизменного напряжения». Про такую схему также говорят, что она отвечает случаю работы удаленной станции «на шины бесконечной мощности». Сокращенно схему, показанную на рис. 2-7, иногда также называют «станция — шины». Рассматриваемая схема позволяет наиболее просто и наглядно характеризовать принципиальные особенности работы генераторов и отдельных электропередач в электрической системе. Можно считать, что расчетная схема «станция — шины» с достаточной для практики точностью характеризует условия работы удаленной станции, если мощность приемной системы, с шинами которой эта станция связана электропередачей $Л_1$, превосходит мощность станции в пять раз и более.

Простейшая электрическая система может рассматриваться как элемент сложной мощной системы. Исследования условий ее работы в некоторых случаях имеют самостоятельное значение. Однако в современных условиях обычно результаты таких исследований являются первым приближением, позволяющим дать качественную оценку основных закономерностей, характеризующих рассматриваемый режим.

§ 2-2. ВЕКТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ ПРОСТЕЙШЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Режим простейшей электрической системы, схема которой показана на рис. 2-7, характеризуется напряжениями на шинах приемной системы и удаленной станции, э. д. с. генераторов этой станции, а также активной и реактивной мощностью в начале и конце электропередачи. Соотношения между этими параметрами в наглядной форме могут быть получены с помощью векторных диаграмм.

Для получения более четких представлений об основных факторах, влияющих на характеристики режима простейшей системы, примем вначале, что в ее схеме замещения отсутствуют активные сопротивления и емкостные проводимости. Такое допущение в первом приближении отвечает условиям работы электрических станций, связанных с приемной системой электропередачами с номинальным напряжением 220 *кв* и выше, у которых емкостная проводимость в той или иной мере компенсируется устройствами поперечной компенсации.

На рис. 2-8, *а* показана схема замещения для рассматриваемого случая. Эта же схема показана на рис. 2-8, *б* в иной, более упрощенной форме, причем принято, что на станции установлены генераторы с неявнополюсными роторами (турбогенераторы). Векторная диаграмма для обеих схем приведена на рис. 2-9, где показаны векторы фазных э. д. с., напряжений и токов.

На схеме замещения и на векторной диаграмме выделены характерные э. д. с. E_q, E', E'_q. Электродвижущая сила холостого хода E_q обусловливается током возбуждения генератора. В машине с нерегулируемым возбуждением она остается постоянной при любых медленных изменениях режима. Поэтому в тех случаях, когда требуется рас-

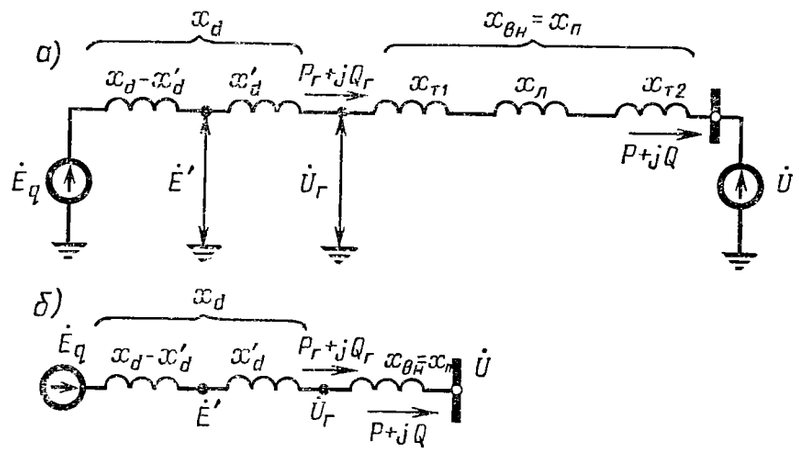


Рис. 2-8

считать ряд режимов при неизменном токе возбуждения, удобно генераторы вводить в расчетную схему синхронным реактивным сопротивлением x_d и э. д. с. E_q, включенной за этим сопротивлением. При неучете насыщения э. д. с. E_q во всех режимах не изменяет своего значения. При необходимости учета насыщения изменение э. д. с. E_q определяется в соответствии с характеристикой холостого хода генератора. При резких изменениях режима э. д. с. E_q также резко изменяется, повторяя изменения тока ротора.

Электродвижущая сила E', которая называется переходной, обусловлена результирующим полным потокосцеплением обмотки возбуждения. Поперечная составляющая этой э. д. с. E'_q, показанная на рис. 2-9, обладает примечательным свойством — остается неизменной в момент резких изменений режима синхронной машины. Эта э. д. с. является расчетной величиной. Она широко применяется при расчетах переходных процессов, поскольку ее неизменность в момент возмущения некоторого исходного установившегося режима позволяет связать параметры режима системы, предшествовавшего нарушению, с параметрами режима, возникающего после нарушения. Вместе с тем э. д. с. E'_q, а также обычно близкая ей по величине переходная э. д. с. E', с успехом могут быть использованы и при приближенных расчетах

установившихся режимов системы, генераторы которой снабжены системой статического автоматического регулирования возбуждения. Доказательство правомерности этого приведено далее в § 2-3, где показывается, что генераторы с регуляторами, изменяющими ток возбуждения в зависимости от отклонения напряжения (от заданного уровня), могут быть введены в схему замещения переходным сопротивлением x'_d и неизменной э. д. с. E'_q. Для расчетов режима при этом в качестве неизменной величины может быть принята также э. д. с. E'.

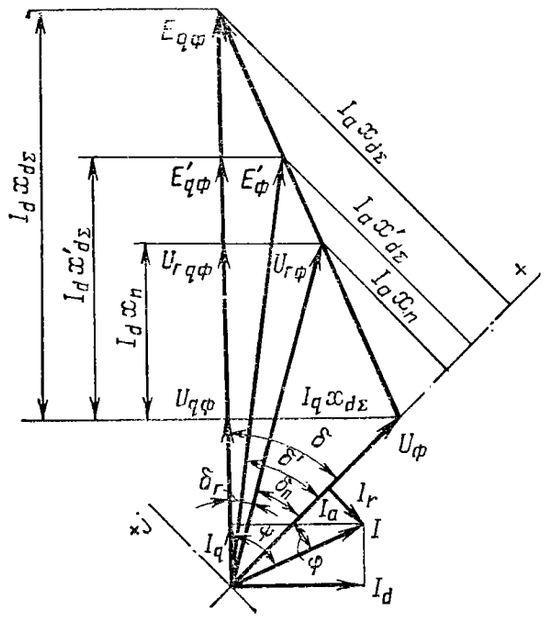


Рис. 2-9

Результаты расчетов установившихся режимов в обоих случаях будут близкими, так как значения э. д. с. E'_q и E' в таких режимах различаются незначительно. Использование э. д. с. E' в расчетах приводит к более простым формулам, поскольку эта э. д. с. непосредственно может быть включена в схему замещения системы (см. рис. 2-8). Благодаря этому имеется возможность в расчетную схему ввести синхронный генератор реактивным сопротивлением x'_d и неизменной э. д. с. E', включаемой за этим сопротивлением.

Электродвижущая сила E'_q непосредственно из схемы замещения определена быть не может. Она получается на основе векторной диаграммы машины, что приводит к некоторому усложнению расчета режима системы. Однако при этом достигается и определенный положительный результат. Векторная диаграмма (рис. 2-9) позволяет установить, что вектор э. д. с. E'_q имеет тот же аргумент, что и э. д. с. E_q. Известно, что угол δ, определяющий фазу э. д. с. E_q на векторной диаграмме, характеризует также и положение оси вращающегося ротора синхронного генератора относительно синхронно вращающейся оси. При расчетах простейшей системы удобно такую ось совместить с вектором неизменного напряжения на шинах приемной системы. В этих условиях любые изменения фазы э. д. с. E_q, установленные при расчете режима схемы замещения, будут определять аналогичные изменения взаимного расположения вращающихся роторов генераторов на удаленной станции и ротора эквивалентного генератора приемной системы. Такой же вывод может быть сделан при выполнении расчетов с использованием э. д. с. E'_q.

Установим соотношения, определяющие взаимную связь между всеми отмеченными э. д. с. синхронной неявнополюсной машины применительно к схеме замещения простейшей электрической системы. В соответствии с векторной диаграммой (см. рис. 2-9) имеем

$$U_{q\Phi} = U_\Phi \cos\delta; \tag{2-1}$$

$$U_{rq\Phi} = U_{q\Phi} + I_d x_\text{п} = U_\Phi \cos\delta + I_d x_\text{п}; \tag{2-2}$$

$$E'_{q\Phi} = U_{q\Phi} + I_d x'_{d\Sigma} = U_\Phi \cos\delta + I_d x'_{d\Sigma}; \tag{2-3}$$

$$E_{q\Phi} = U_{q\Phi} + I_d x_{d\Sigma} = U_\Phi \cos\delta + I_d x_{d\Sigma}, \tag{2-4}$$

где $x_\text{п} = x_\text{вн}$ — внешнее индуктивное сопротивление, равное в рассматриваемых условиях сопротивлению электропередачи;

$$x'_{d\Sigma} = x'_d + x_\text{п}; \quad x_{d\Sigma} = x_d + x_\text{п}.$$

Из выражений (2-2) — (2-4) следует, что

$$I_d = \frac{U_{rq\Phi} - U_\Phi \cos\delta}{x_\text{п}} = \frac{E'_{q\Phi} - U_\Phi \cos\delta}{x'_{d\Sigma}} = \frac{E_{q\Phi} - U_\Phi \cos\delta}{x_{d\Sigma}}. \tag{2-5}$$

Принимая для тока I_d два возможных выражения, из (2-2) и (2-5) получим

$$U_{rq} = U\cos\delta + \frac{(E'_q - U\cos\delta)\, x_\text{п}}{x'_{d\Sigma}} = \frac{x_\text{п}}{x'_{d\Sigma}} E'_q + \frac{x'_{d\Sigma} - x_\text{п}}{x'_{d\Sigma}} U\cos\delta =$$

$$= \frac{x_\text{п}}{x'_{d\Sigma}} E'_q + \frac{x'_d}{x'_{d\Sigma}} U\cos\delta, \tag{2-6}$$

или

$$U_{rq} = U\cos\delta + \frac{(E_q - U\cos\delta)\, x_\text{п}}{x_{d\Sigma}} = \frac{x_\text{п}}{x_{d\Sigma}} E_q + \frac{x_d}{x_{d\Sigma}} U\cos\delta. \tag{2-7}$$

Аналогично с помощью выражений (2-3) и (2-5) найдем

$$E'_q = \frac{x'_{d\Sigma}}{x_\text{п}} U_{rq} - \frac{x'_d}{x_\text{п}} U\cos\delta, \tag{2-8}$$

или

$$E'_q = \frac{x'_{d\Sigma}}{x_{d\Sigma}} E_q + \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma}} U\cos\delta. \tag{2-9}$$

Из (2-4) и (2-5) получим

$$E_q = \frac{x_{d\Sigma}}{x_\text{п}} U_{rq} - \frac{x_d}{x_\text{п}} U\cos\delta, \tag{2-10}$$

или

$$E_q = \frac{x_{d\Sigma}}{x'_{d\Sigma}} E'_q - \frac{x_d - x'_d}{x'_{d\Sigma}} U\cos\delta. \tag{2-11}$$

Очевидно, что формулы (2-6) — (2-11) справедливы как для фазных, так и для линейных величин. Эти же формулы определяют связи между напряжениями и э. д. с. генератора в относительных единицах.

На основании рис. 2-9 могут быть также записаны и следующие выражения:

$$\dot{U}_{\text{гф}} = U_{\text{ф}} + j\dot{I}x_{\text{п}} = U_{\text{ф}} + j(I_a - jI_r)x_{\text{п}} = U_{\text{ф}} + I_r x_{\text{п}} + jI_a x_{\text{п}}; \quad (2\text{-}12)$$

$$\dot{E}'_{\text{ф}} = U_{\text{ф}} + j\dot{I}x'_{d\Sigma} = U_{\text{ф}} + I_r x'_{d\Sigma} + jI_a x'_{d\Sigma}; \quad (2\text{-}13)$$

$$\dot{E}_{q\text{ф}} = U_{\text{ф}} + j\dot{I}x_{d\Sigma} = U_{\text{ф}} + I_r x_{d\Sigma} + jI_a x_{d\Sigma}. \quad (2\text{-}14)$$

Поскольку $\dot{S} = 3\dot{U}_{\text{ф}}\hat{I}$, то

$$\sqrt{3}\dot{I} = \sqrt{3}(I_a - jI_r) = \dot{S}/(\sqrt{3}\hat{U}_{\text{ф}}) = P/U - jQ/U. \quad (2\text{-}15)$$

С учетом (2-15) после умножения на $\sqrt{3}$ из (2-12)—(2-14) следует, что

$$\dot{U}_{\text{г}} = U + \frac{Qx_{\text{п}}}{U} + j\frac{Px_{\text{п}}}{U}; \quad (2\text{-}16)$$

$$\dot{E}' = U + \frac{Qx'_{d\Sigma}}{U} + j\frac{Px'_{d\Sigma}}{U}; \quad (2\text{-}17)$$

$$\dot{E}_q = U + \frac{Qx_{d\Sigma}}{U} + j\frac{Px_{d\Sigma}}{U}. \quad (2\text{-}18)$$

Из (2-16) для модуля и аргумента напряжения на шинах удаленной станции можно получить

$$U_{\text{г}} = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_{\text{п}}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{\text{п}}}{U}\right)^2}; \quad (2\text{-}19)$$

$$\delta_{\text{п}} = \operatorname{arctg}\frac{Px_{\text{п}}/U}{U + Qx_{\text{п}}/U} = \operatorname{arctg}\frac{Px_{\text{п}}}{U^2 + Qx_{\text{п}}}; \quad (2\text{-}20)$$

аналогично из (2-17) и (2-18)

$$E' = \sqrt{\left(U + \frac{Qx'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px'_{d\Sigma}}{U}\right)^2}; \quad (2\text{-}21)$$

$$\delta' = \operatorname{arctg}\frac{Px'_{d\Sigma}}{U^2 + Qx'_{d\Sigma}}; \quad (2\text{-}22)$$

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{d\Sigma}}{U}\right)^2}; \quad (2\text{-}23)$$

$$\delta = \operatorname{arctg}\frac{Px_{d\Sigma}}{U^2 + Qx_{d\Sigma}}. \quad (2\text{-}24)$$

Формулы (2-16) — (2-18) и (2-21) — (2-24) имеют одинаковую структуру. Они полностью подобны формулам, определяющим связь между напряжениями в начале и конце линии электрической сети, отличающимися продольной и поперечной составляющими падения напряжения*.

* См. Электрические системы, т. II. Под ред. В. А. Веникова, § 4-3.

Из векторной диаграммы (см. рис. 2-9) могут быть получены также и следующие очевидные соотношения:

$$U_{\text{г}q} = U_{\text{г}}\cos(\delta - \delta_{\text{п}}); \quad (2\text{-}25)$$

$$E'_q = E'\cos(\delta - \delta'); \quad (2\text{-}26)$$

$$I_q = I\cos\psi = I\cos(\delta + \varphi); \quad (2\text{-}27)$$

$$I_d = I\sin\psi = I\sin(\delta + \varphi), \quad (2\text{-}28)$$

где $\varphi = \operatorname{arctg}(Q/P)$. (2-29)

Полученные соотношения могут быть использованы и в том случае, когда известной величиной при выполнении расчетов является напряжение не на шинах приемной системы, а на шинах генераторов удаленной станции $U_{\text{г}}$. В этом случае следует только принять $x_{\text{п}} = 0$.

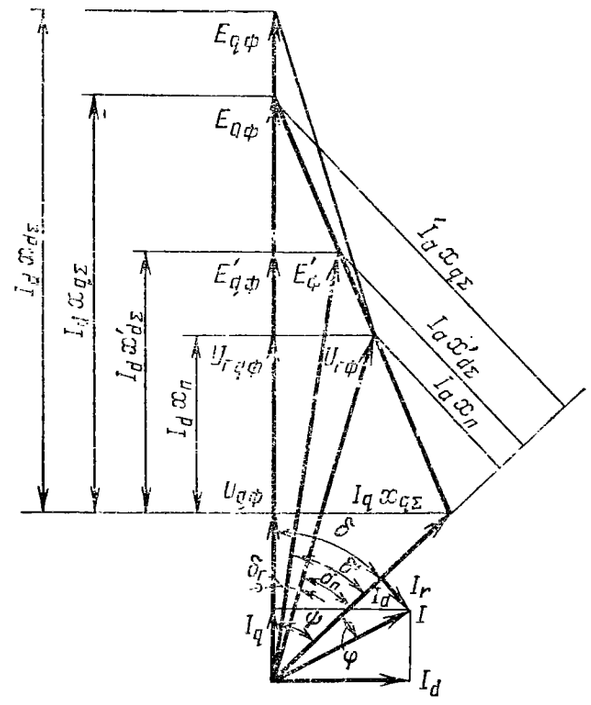


Рис. 2-10

Рассмотрим систему, на удаленной станции которой установлены явнополюсные генераторы. Явнополюсные машины не имеют обычной схемы замещения в виде постоянных сопротивлений и э. д. с., пропорциональной (при неучете насыщения) току возбуждения. В расчетной схеме явнополюсные синхронные машины могут быть представлены неизменным поперечным синхронным сопротивлением x_q и э. д. с. E_Q, включенной за этим сопротивлением. Э. д. с. E_Q является расчетной величиной, зависящей от режима машины. Ее связь с режимом статора генератора и синхронной э. д. с. E_q, определяемой током в обмотке возбуждения, устанавливается на основании векторной диаграммы.

Векторная диаграмма явнополюсного генератора, работающего в простейшей системе, показана на рис. 2-10. В соответствии с ней имеем

$$\dot{E}_Q = U + \frac{Qx_{q\Sigma}}{U} + j\frac{Px_{q\Sigma}}{U}, \quad (2\text{-}30)$$

а также

$$E_Q = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_{q\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{q\Sigma}}{U}\right)^2}; \quad (2\text{-}31)$$

$$\delta = \operatorname{arctg}\frac{Px_{q\Sigma}}{U^2 + Qx_{q\Sigma}}. \quad (2\text{-}32)$$

Из векторной диаграммы также следует, что

$$E_{q\Phi} = E_{Q\Phi} + I_d (x_d - x_q),$$

откуда, принимая во внимание (2-5), можно получить

$$E_q = \frac{x_{d\Sigma}}{x_{q\Sigma}} E_Q - \frac{x_d - x_q}{x_{q\Sigma}} U \cos\delta. \qquad (2\text{-}33)$$

Остальные э. д. с. машины определяются формулами, выведенными для неявнополюсных генераторов.

В ряде практических случаев оказывается необходимым устанавливать взаимную связь между э. д. с. E_q, E_Q и E'_q. Соответствующие формулы могут быть получены из векторной диаграммы (рис. 2-10) с помощью следующих соотношений:

$$E_{Q\Phi} = E'_{q\Phi} + I_d (x_q - x'_d) = E_{q\Phi} - I_d (x_d - x_q). \qquad (2\text{-}34)$$

Из (2-34) имеем

$$(E_{Q\Phi} - E'_{q\Phi})/(x_q - x'_d) = (E_{q\Phi} - E_{Q\Phi})/(x_d - x_q),$$

откуда следует, что

$$E_Q = E_q (x_q - x'_d)/(x_d - x'_d) + E'_q (x_d - x_q)/(x_d - x'_d), \qquad (2\text{-}35)$$

$$E_q = E_Q (x_d - x'_d)/(x_q - x'_d) - E'_q (x_d - x_q)/(x_q - x'_d). \qquad (2\text{-}36)$$

В схемы замещения реальных (не идеализированных) электрических систем всегда входит то или иное активное сопротивление. Имеется такое сопротивление и в схемах замещения простейших систем. Оценивая влияние этого сопротивления на соотношения между параметрами режима и системы, будем различать два случая: 1) активное сопротивление включается в схему замещения последовательно с сопротивлениями генераторов, трансформаторов и линий; 2) схема замещения содержит параллельные ветви, в которых имеются активные сопротивления.

Первый случай имеет место, когда электростанция связана с шинами неизменного напряжения электропередачей без промежуточных отборов мощности. Второй случай справедлив для электропередачи с промежуточными отборами мощности. Удобно для общности считать, что в этой электропередаче имеются также и устройства параллельной компенсации, а схема замещения ее содержит емкостную проводимость и учитывает активные сопротивления в последовательной цепи. Такую расчетную схему классифицируют обычно как схему простейшей системы со сложной связью между удаленной станцией и шинами приемной системы.

Примем, что все сопротивления, входящие в схему замещения системы, постоянны, т. е. будем считать, что нагрузка промежуточных отборов, если она имеется, введена в схему замещения неизменными сопротивлениями. Тогда первый из отмеченных расчетных случаев удобно характеризовать схемой замещения, показанной на рис. 2-11, *а*, а для второго случая использовать обобщенные параметры: собственные и взаимные проводимости ветвей, характеризующие связь между э. д. с. удаленной станции и напряжением шин приемной системы [Л. 2]. Такое представление системы отражено схемой (рис. 2-11, *б*), в которой синхронное сопротивление генераторов (x_d для неявнополюсных и x_q для явнополюсных) учтено в обобщенных параметрах.

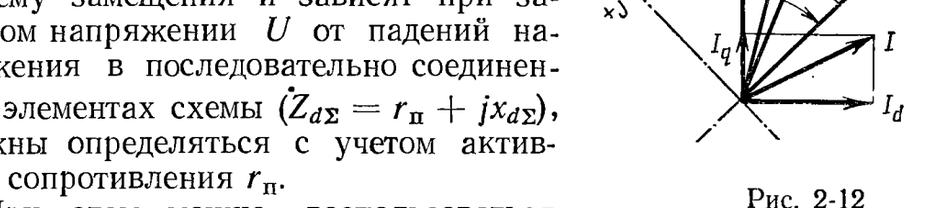


Рис. 2-11

Векторная диаграмма для схемы, приведенной на рис. 2-11, *а*, построена применительно к неявнополюсным генераторам на удаленной станции (рис. 2-12). Эта диаграмма отличается от диаграммы, выполненной для идеализированной простейшей системы без активных сопротивлений (см. рис. 2-9), лишь в той части, которая связана с определением вектора напряжений на шинах станции $U_г$. Поэтому все соотношения между составляющими э. д. с. в продольной оси машины (E_q, E'_q) и продольной составляющей напряжения на шинах станции ($U_{гq}$), найденные для идеализированной схемы [формулы (2-6) — (2-11) и (2-25) — (2-28)], справедливы и для рассматриваемого случая. Э. д. с. и напряжения, которые непосредственно входят в схему замещения и зависят при заданном напряжении U от падений напряжения в последовательно соединенных элементах схемы ($\dot{Z}_{d\Sigma} = r_п + jx_{d\Sigma}$), должны определяться с учетом активного сопротивления $r_п$.

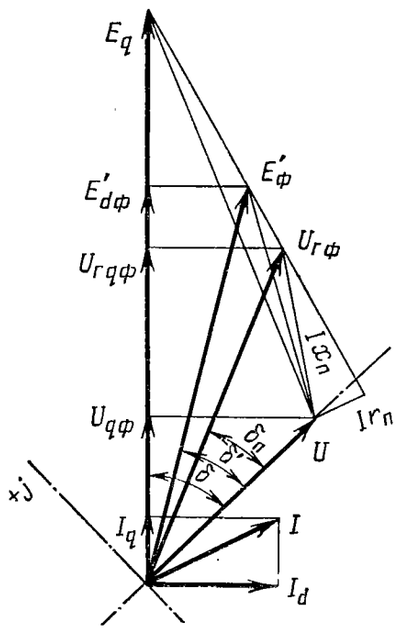


Рис. 2-12

При этом можно воспользоваться формулами, определяющими напряжение в начале линии при известном режиме на ее конце [Л. 2]. В этих формулах следует лишь заменить напряжения U_1 и U_2 на э. д. с. E_q и напряжение U и применить индексацию сопротивлений в соответствии со схемой, приведенной на рис. 2-11, *а*. При этом можно записать

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Pr_п + Qx_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{d\Sigma} - Qr_п}{U}\right)^2}; \qquad (2\text{-}37)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \frac{Px_{d\Sigma} - Qr_п}{U^2 + Pr_п + Qx_{d\Sigma}}; \qquad (2\text{-}38)$$

$$E' = \sqrt{\left(U + \frac{Pr_{\text{п}} + Qx'_{d\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px'_{d\Sigma} - Qr_{\text{п}}}{U}\right)^2}; \qquad (2\text{-}39)$$

$$\delta' = \operatorname{atctg}\frac{Px'_{d\Sigma} - Qr_{\text{п}}}{U^2 + Pr_{\text{п}} + Qx'_{d\Sigma}}; \qquad (2\text{-}40)$$

$$U_{\text{г}} = \sqrt{\left(U + \frac{Pr_{\text{п}} + Qx_{\text{п}}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{\text{п}} - Qr_{\text{п}}}{U}\right)^2}; \qquad (2\text{-}41)$$

$$\delta_{\text{п}} = \operatorname{arctg}\frac{Px_{\text{п}} - Qr_{\text{п}}}{U^2 + Pr_{\text{п}} + Qx_{\text{п}}}. \qquad (2\text{-}42)$$

Для явнополюсных генераторов

$$E_Q = \sqrt{\left(U + \frac{Pr_{\text{п}} + Qx_{q\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_{q\Sigma} - Qr_{\text{п}}}{U}\right)^2}; \qquad (2\text{-}43)$$

$$\delta = \operatorname{atctg}\frac{Px_{q\Sigma} - Qr_{\text{п}}}{U^2 + Pr_{\text{п}} + Qx_{q\Sigma}}, \qquad (2\text{-}44)$$

при этом связь между э. д. с. E_Q, E_q и E'_q определяется соотношениями (2-35) и (2-36).

Для схемы, приведенной на рис. 2-11,*б*, в соответствии с принципом наложения имеем для неявнополюсных машин

$$\dot{I} = \dot{I}_{\text{г}} = \dot{E}_{q\Phi}\dot{Y}_{11} - \dot{U}_{\Phi}\dot{Y}_{12},$$

или, принимая $\dot{Y}_{11} = y_{11}\angle -\psi_{11}$, $\dot{Y}_{12} = y_{12}\angle -\psi_{12}$,

$$\begin{aligned}\dot{I} &= E_{q\Phi}\, y_{11}\angle\delta - \psi_{11} - U_{\Phi}\, y_{12}\angle -\psi_{12} = \\ &= E_{q\Phi}\, y_{11}\angle\delta - (90^\circ - \alpha_{11}) - \\ &- U_{\Phi}\, y_{12}\angle -(90^\circ - \alpha_{12}) = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12}.\end{aligned} \qquad (2\text{-}45)$$

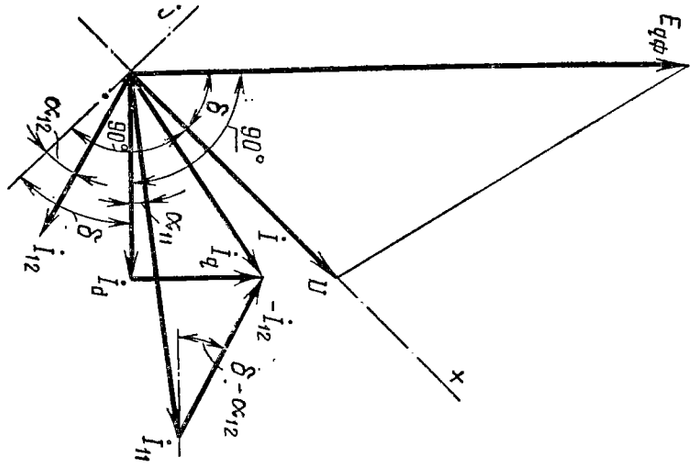


Рис. 2-13

На рис. 2-13 показана векторная диаграмма токов, построенная в соответствии с (2-45) и ориентированная относительно векторов $\dot{E}_{q\Phi}$ и $\dot{U}_{\Phi}$. Из диаграммы следует, что

$I_d = I_{11}\cos\alpha_{11} - I_{12}\cos(\delta - \alpha_{12})$, а поскольку $I_{11} = E_{q\Phi}y_{11}$ и $I_{12} = U_{\Phi}y_{12}$, то

$$I_d = E_{q\Phi}y_{11}\cos\alpha_{11} - U_{\Phi}y_{12}\cos(\delta - \alpha_{12}). \qquad (2\text{-}45\text{а})$$

Подставляя (2-45) в соотношение, полученное также из векторной диаграммы,

$$E'_{q\Phi} = E_{q\Phi} - I_d(x_d - x'_d),$$

Таблица 2-1

Формулы для определения с продольной и поперечной составляющих тока генератора

Схема	Э. д. с. или напряжение	Составляющие токов: неявнополюсного генератора	Составляющие токов: явнополюсного генератора
Рис. 2-8	$U_{\text{г}q}$	$I_d = \frac{U_{\text{г}q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x_{\text{п}}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{d\Sigma}}$	$I_d = \frac{U_{\text{г}q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x_{\text{п}}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{q\Sigma}}$
	E'_q	$I_d = \frac{E'_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x'_{d\Sigma}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{d\Sigma}}$	$I_d = \frac{E'_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x'_{d\Sigma}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{q\Sigma}}$
	E_q	$I_d = \frac{E_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x_{d\Sigma}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{d\Sigma}}$	$I_d = \frac{E_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta}{x_{d\Sigma}}$; $I_q = \frac{U_{\Phi}\sin\delta}{x_{q\Sigma}}$
Рис. 2-11, *а*	E_q	$I_d = \frac{(E_{q\Phi} - U\cos\delta)\,x_{d\Sigma} - Ur_{\text{п}}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x_{d\Sigma}^2}$ $I_d = \frac{(E_{q\Phi} - U\cos\delta)\,r_{\text{п}} + Ux_{d\Sigma}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x_{d\Sigma}^2}$	$I_d = \frac{(E_{q\Phi} - U\cos\delta)\,x_{q\Sigma} - Ur_{\text{п}}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}$ $I_q = \frac{(E_{q\Phi} - U\cos\delta)\,r_{\text{п}} + Ux_{d\Sigma}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}$
	E'_q	$I_d = \frac{(E'_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta)\,x_{d\Sigma} - U_{\Phi}\,r_{\text{п}}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x'_{d\Sigma}x_{d\Sigma}}$ $I_q = \frac{U_{\Phi}\,x'_{d\Sigma}\sin\delta + (E'_q - U\cos\delta)\,r_{\text{п}}}{r_{\text{п}}^2 + x'_{d\Sigma}x_{d\Sigma}}$	$I_d = \frac{(E'_{q\Phi} - U_{\Phi}\cos\delta)\,x_{q\Sigma} - U_{\Phi}\,r_{\text{п}}\sin\delta}{r_{\text{п}}^2 + x'_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}$ $I_q = \frac{U_{\Phi}\,x'_{d\Sigma}\sin\delta + (E'_q - U\cos\delta)\,r_{\text{п}}}{r_{\text{п}}^2 + x'_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}$
Рис. 2-11, *б*	E_q	$I_d = E_{q\Phi}\,y_{11}\cos\alpha_{11} - U_{\Phi}\,y_{12}\cos(\delta - \alpha_{12})$ $I_q = E_{q\Phi}\,y_{11}\sin\alpha_{11} + U_{\Phi}\,y_{12}\sin(\delta - \alpha_{12})$	$I_d = \frac{1}{1 + (x_d - x_q)\,y_{11}\cos\alpha_{11}}[E_q\,y_{11}\cos\alpha_{11} - Uy_{12}\cos(\delta - \alpha_{12})]$; $I_q = E_{Q\Phi}\,y_{11}\sin\alpha_{11} + U_{\Phi}\,y_{12}\sin(\delta - \alpha_{12})$, где $E_Q = E_q - I_d(x_d - x_q)$

находим

$$E'_q = E_q [1 - (x_d - x'_d)\, y_{11} \cos \alpha_{11})] + U\,(x_d - x'_d)\, y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}) \quad (2\text{-}46)$$

или

$$E_q = \frac{E'_q}{1 - (x_d - x'_d)\, y_{11} \cos \alpha_{11}} - \frac{U y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12})}{\dfrac{1}{x_d - x'_d} - y_{11} \cos \alpha_{11}}. \quad (2\text{-}47)$$

Аналогично из соотношения

$$U_{rq\phi} = E_{q\phi} - I_d x_d$$

с учетом (2-45) можно получить

$$U_{rq} = E_q (1 - x_d y_{11} \cos \alpha_{11}) + U x_d y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}). \quad (2\text{-}48)$$

В случае явнополюсной машины выражение (2-45) принимает вид

$$I_d = E_{Q\phi} y_{11} \cos \alpha_{11} - U y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}), \quad (2\text{-}49)$$

причем собственная и взаимная проводимости определяются при учете генератора в расчетной схеме его поперечным синхронным сопротивлением x_q. При этом

$$E'_{q\phi} = E_{Q\phi} - I_d (x_q - x'_d); \quad (2\text{-}50)$$

$$U_{rq\phi} = E_{Q\phi} - I_d x_q. \quad (2\text{-}51)$$

Выражения (2-49) — (2-51) дают возможность получить

$$E'_q = E_Q [1 - (x_q - x'_d)\, y_{11} \cos \alpha_{11}] + U\,(x_q - x'_d)\, y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}); \quad (2\text{-}52)$$

$$E_Q = \frac{E'_q}{1 - (x_q - x'_d)\, y_{11} \cos \alpha_{11}} - \frac{U y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12})}{\dfrac{1}{x_q - x'_d} - y_{11} \cos \alpha_{11}}; \quad (2\text{-}53)$$

$$U_{rq} = E_Q (1 - x_q y_{11} \cos \alpha_{11}) + U x_q y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}). \quad (2\text{-}54)$$

В табл. 2-1 приведены формулы для определения составляющих тока генератора в ряде частных случаев.

§ 2-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Отдаваемую электростанцией (эквивалентным генератором) активную мощность P можно выразить через различные э. д. с. Так, на основании векторной диаграммы (см. рис. 2-9) можно записать [Л. 1]:

$$E_{q\phi} \sin \delta = I_a x_{d\Sigma}; \quad (2\text{-}55)$$

$$E'_\phi \sin \delta' = I_a x'_{d\Sigma}; \quad (2\text{-}56)$$

$$U_{r\phi} \sin \delta_\pi = I_a x_\pi, \quad (2\text{-}57)$$

где I_a — активная составляющая тока генератора:

$$I_a = I \cos \varphi.$$

Определив I_a из (2-55) — (2-57) и подставив его в выражение для активной мощности $P = 3U_\phi I_a$, получим

$$P_{E_q} = (E_q U / x_{d\Sigma}) \sin \delta; \quad (2\text{-}58)$$

$$P_{E'} = (E' U / x'_{d\Sigma}) \sin \delta'; \quad (2\text{-}59)$$

$$P_{U_r} = (U_r U / x_\pi) \sin \delta_\pi. \quad (2\text{-}60)$$

Индекс при обозначении мощности P указывает, через какую э. д. с. она выражена. Разумеется, можно было бы выразить мощность не только через э. д. с. E_q, приложенную за сопротивлением x_d, или E' (за x'_d), но и через любую э. д. с. E_x, приложенную за сопротивлением Δx. В этом случае

$$P_{E_x} = [E_x U / (x_\pi + \Delta x)] \sin \delta_x. \quad (2\text{-}61)$$

При исследовании ряда режимов, и, в первую очередь, связанных с переходными электромеханическими процессами, необходимо устанавливать связь между мощностью станции и углом δ, характеризующим положение роторов в пространстве. При этом мощность приходится находить в зависимости от той или иной э. д. с., выбор которой определяется характером решаемой задачи.

Соответствующие выражения могут быть получены на основании векторной диаграммы (см. рис. 2-9), с использованием в качестве исходного соотношения

$$P = 3U_\phi I \cos \varphi$$

или, поскольку $\varphi = \psi - \delta$, соотношения

$$P = 3U_\phi I (\cos \psi \cos \delta + \sin \psi \sin \delta). \quad (2\text{-}62)$$

Из (2-62) с учетом соотношений

$$I \sin \psi = I_d; \quad I \cos \psi = I_q;$$

$$U_\phi \sin \delta = U_{d\phi}; \quad U_\phi \cos \delta = U_{q\phi}$$

следует, что

$$P = 3 (U_{d\phi} I_d + U_{q\phi} I_q). \quad (2\text{-}63)$$

Принимая во внимание, что $I_q = U \sin \delta / x_{d\Sigma}$, из (2-63) и (2-5) после преобразований можно получить

$$P_{E'_q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma} x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta; \quad (2\text{-}64)$$

$$P_{U_{rq}} = \frac{U_{rq} U}{x_\pi} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d}{x_{d\Sigma} x_\pi} \sin 2\delta; \quad (2\text{-}65)$$

$$P_{E_{qx}} = \frac{E_{qx} U}{x_\pi + \Delta x} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - \Delta x}{x_{d\Sigma} (x_\pi + \Delta x)} \sin 2\delta. \quad (2\text{-}66)$$

Мощность может быть определена не только через поперечные составляющие э. д. с. (E'_q, E_{qx}) и напряжения (U_{rq}), но и через их полные значения и угол δ. Для этого в выражения (2-64) — (2-66) следует подставить соответственно (2-25), (2-26) и аналогичное им соотношение для E_x. Тогда можно получить [Л.1]:

$$P_{E'} = \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma} x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta - \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin\delta [1 - \cos(\delta - \delta')]; \quad (2.67)$$

$$P_{U_r} = \frac{U_r U}{x_п} \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d}{x_{d\Sigma} x_п} \sin 2\delta - \frac{U_r U}{x_п} \sin\delta (1 - \cos\delta_r); \quad (2\text{-}65a)$$

$$P_{E_x} = \frac{E_x U}{x_п + \Delta x} \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - \Delta x}{x_{d\Sigma}(x_п + \Delta x)} \sin 2\delta - \frac{E_x U}{x_п + \Delta x} \sin\delta [1 - \cos(\delta - \delta_x)]. \quad (2\text{-}66a)$$

Выражение (2-65а) отличается от (2-65) третьим членом. Влияние его часто невелико, поскольку при малых значениях δ и δ′ значение $\sin\delta \approx 0$, $\cos\delta_r \approx 1$. Поэтому для упрощения третий член часто отбрасывается.

При помощи векторной диаграммы аналогичными преобразованиями могут быть найдены выражения для реактивной мощности, отдаваемой генератором.

Внутренняя реактивная мощность, т. е. мощность, протекающая в схеме замещения в начале ветви с сопротивлением x_q (см. рис. 2-11, *а*), может быть получена из выражения

$$Q_{E_q} = 3E_{q\phi} I_d. \quad (2\text{-}68)$$

После подстановки составляющей тока $I_d = (E_{q\phi} - U_\phi \cos\delta)/x_{d\Sigma}$, отстающего от вектора $E_{q\phi}$ на 90°, в (2-68) получим

$$Q_{E_q} = (E_q^2/x_{d\Sigma}) - (E_q U/x_{d\Sigma}) \cos\delta. \quad (2\text{-}69)$$

Выражение для Q_{E_q} можно получить и в функции угла δ_r, подставив $I_d = (E_{q\phi} - U_r \cos\delta_r)/x_d$ в (2-68). При этом

$$Q_{E_q} = (E_q^2/x_d) - (E_q U_r/x_d) \cos\delta_r. \quad (2\text{-}70)$$

Мощность, выдаваемая генератором (мощность на шинах),

$$Q_r = 3U_{r\phi} I_{rr}, \quad (2\text{-}71)$$

где реактивная слагающая тока $I_{rr} = (U_r - U \cos\delta_п)/x_п$. После подстановки I_{rr} в (2-71) получим

$$Q_r = U_r^2/x_п - (U_r U/x_п) \cos\delta_п. \quad (2\text{-}72)$$

Реактивная мощность у шин приемной системы может быть найдена с помощью соотношения

$$Q - 3U_\phi I_r,$$

причем реактивная составляющая тока I_r в соответствии с векторной диаграммой, приведенной на рис. 2-14,

$$I_r = I_d \sin(90° - \delta) - I_q \cos(90° - \delta) = I_d \cos\delta - I_q \sin\delta.$$

Поскольку $I_d = (E_{q\phi} - U_\phi \cos\delta)/x_{d\Sigma}$, $I_q = U_\phi \sin\delta/x_{d\Sigma}$, то после подстановки составляющих тока

$$I_r = (E_{q\phi}/x_{d\Sigma}) \cos\delta - U_\phi/x_{d\Sigma},$$

и, следовательно, мощность

$$Q = (E_q U/x_{d\Sigma}) \cos\delta - U^2/x_{d\Sigma}. \quad (2\text{-}73)$$

Реактивные мощности Q_r и Q могут быть также выражены и через иные э. д. с. и напряжения, нежели в формулах (2-72) и (2-73). Соответствующие выражения получены далее для более общего случая, когда на удаленной станции имеются явнополюсные генераторы.

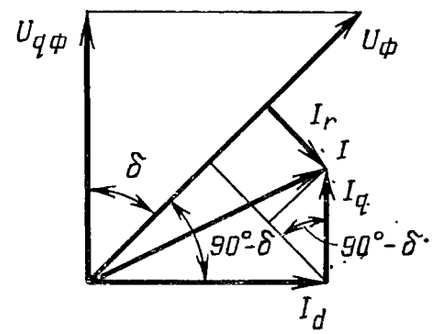


Рис. 2-14

Для простейшей системы, содержащей явнополюсный эквивалентный синхронный генератор в схеме замещения,

$$P_{E_Q} = (E_Q U/x_{q\Sigma}) \sin\delta.$$

То же значение мощности можно получить согласно векторной диаграмме (аналогично тому, как это было сделано для неявнополюсной машины) в зависимости от э. д. с. E_q, принимая

$$E_{Q\phi} = E_{q\phi} - I_d(x_d - x_q) = \frac{x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma}} E_{q\phi} + \frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma}} U \cos\delta. \quad (2\text{-}74)$$

При этом

$$P_{E_q} = \frac{E_q U}{x_{d\Sigma}} \sin\delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} \sin 2\delta. \quad (2\text{-}75)$$

Мощность явнополюсной машины, выраженная через э. д. с. E'_q, на основании векторной диаграммы может быть записана как

$$P_{E'_q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_q - x'_d}{x_{q\Sigma} x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta. \quad (2\text{-}76)$$

Реактивная (внутренняя) мощность явнополюсного генератора, выраженная через E_Q,

$$Q_{E_Q} = \frac{E_Q^2}{x_{q\Sigma}} - \frac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} \cos\delta = \frac{E_Q^2}{x_q} - \frac{E_Q U_r}{x_q} \cos\delta_r. \quad (2\text{-}77)$$

Реактивная мощность на шинах генератора, выраженная через напряжение, не зависит от конструкции ротора генератора и определяется соотношением (2-72). Для реактивной мощности шин приемной

системы справедливо выражение, аналогичное (2-73), но с иными э. д. с. и сопротивлением:

$$Q=(E_Q U/x_{q\Sigma})\cos\delta-U^2/x_{q\Sigma}. \qquad (2\text{-}78)$$

При учете (2-74) из (2-78) следует

$$Q=\frac{E_q U}{x_{d\Sigma}}\cos\delta+U^2\frac{x_d-x_q}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}\cos^2\delta-\frac{U^2}{x_{q\Sigma}}=$$
$$=\frac{E_q U}{x_{d\Sigma}}\cos\delta+\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x_q}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}(1+\cos 2\delta)-\frac{U^2}{x_{q\Sigma}}=$$
$$=\frac{E_q U}{x_{d\Sigma}}\cos\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_{d\Sigma}+x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}+\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x_q}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}\cos 2\delta. \qquad (2\text{-}79)$$

Если на основании векторной диаграммы выразить э. д. с. E_q через E'_q и U, т. е.

$$E_Q=E'_q+I_d(x_d-x'_d)=\frac{x_{q\Sigma}}{x'_{d\Sigma}}E'_q-\frac{x_q-x'_d}{x'_{d\Sigma}}U\cos\delta,$$

то из (2-78) можно получить

$$Q=\frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}}\cos\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_{q\Sigma}+x'_{d\Sigma}}{x_{q\Sigma}x'_{d\Sigma}}-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q-x'_d}{x_{q\Sigma}x'_{d\Sigma}}\cos 2\delta. \qquad (2\text{-}80)$$

Чтобы получить формулы для определения реактивной мощности на шинах генератора в функции его э. д. с., следует с помощью векторной диаграммы (см. рис. 2-10) предварительно выразить напряжение $U_г$ и его составляющую $U_г\cos\delta_п$ через эти э. д. с. Диаграмма позволяет записать выражения

$$U_{гф}\cos\delta_г=U_ф\cos\delta+I_d x_п;$$
$$U_{гф}\sin\delta_г=U_ф\sin\delta-I_q x_п,$$

из которых следует, что

$$U^2_{гф}=(U_ф\cos\delta+I_d x_п)^2+(U_ф\sin\delta-I_q x_п)^2.$$

Для явнополюсных машин

$$I_d=\frac{E_{Qф}-U_ф\cos\delta}{x_{q\Sigma}};\quad I_q=\frac{U_ф\sin\delta}{x_{q\Sigma}},$$

поэтому

$$U_{гф}\cos\delta_г=\frac{x_п}{x_{q\Sigma}}E_{Qф}+\frac{x_q}{x_{q\Sigma}}U\cos\delta,$$
$$U^2_г=\left(\frac{x_п}{x_{q\Sigma}}E_Q+\frac{x_q}{x_{q\Sigma}}U\cos\delta\right)^2+\left(\frac{x_q}{x_{q\Sigma}}U\sin\delta\right)^2=$$
$$=\left(\frac{x_п}{x_{q\Sigma}}\right)^2E^2_Q+2\frac{x_п x_q}{x^2_{q\Sigma}}E_Q U\cos\delta+\left(\frac{x_q}{x_{q\Sigma}}\right)^2U^2. \qquad (2\text{-}81)$$

Из (2-72) и (2-81) следует, что при $\delta_г\approx\delta_п$

$$Q_г=\frac{x_п}{x^2_{q\Sigma}}E^2_Q+\frac{x^2_q}{x_п x^2_{q\Sigma}}U^2-\frac{E_Q U}{x_{q\Sigma}}+\frac{x_q}{x_{q\Sigma}}\left(2\frac{E_Q}{x_{q\Sigma}}-\frac{U}{x_п}\right)U\cos\delta. \qquad (2\text{-}82)$$

Для системы с неявнополюсными машинами формулы для определения реактивных мощностей $Q_г$ и Q в функции э. д. с. E_q и E'_q могут быть получены как следствие из выражений (2-79), (2-80) и (2-82), (2-83) путем замены x_q на x_d, $x_{q\Sigma}$ на $x_{d\Sigma}$ и E_Q на E_q.

Формулы для определения активной и реактивной мощностей в простейшей системе без активных сопротивлений приведены соответственно в табл. 2-2 и 2-3.

При наличии во внешней (по отношению к генератору) цепи (в электропередаче) активного сопротивления из векторной диаграммы для явнополюсной машины (рис. 2-15) можно получить

$$\left.\begin{aligned}U\cos\delta+I_q r_п+I_d x_{d\Sigma}&=E_q;\\ U\sin\delta-I_q x_{q\Sigma}+I_d r_п&=0.\end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}83)$$

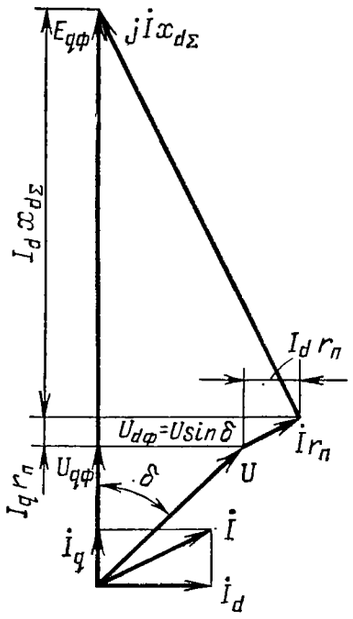


Рис. 2-15

Умножая правую и левую части первого из уравнений на $x_{q\Sigma}$, второго — на $r_п$ и складывая их, находим

$$Ux_{q\Sigma}\cos\delta+I_d x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}+Ur_п\sin\delta+$$
$$+I_d r^2_п=E_q x_{q\Sigma},$$

откуда

$$I_d=\frac{(E_{qф}-U\cos\delta)x_{q\Sigma}-Ur_п\sin\delta}{r^2_п+x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}. \qquad (2\text{-}84)$$

После умножения первого уравнения на $r_п$, второго — на $x_{d\Sigma}$ и вычитания второго уравнения из первого получаем

$$I_q=\frac{(E_{qф}-U\cos\delta)r_п+Ux_{d\Sigma}\sin\delta}{r^2_п+x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}. \qquad (2\text{-}85)$$

Подставляя (2-84) и (2-85) в уравнение (2-63), после преобразований найдем активную мощность на шинах системы (в конце передачи):

$$P_{E_q\,(с)}=\frac{E_q U}{z^2_{dq}}z_q\sin(\delta+\alpha_q)-U^2\frac{r_п}{z^2_{dq}}+\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x_q}{z^2_{dq}}\sin 2\delta. \qquad (2\text{-}86)$$

Для реактивной мощности $Q=3U_ф I_r=3U_ф(I_d\cos\delta-I_q\sin\delta)$ имеем

$$Q_{E_q\,(с)}=\frac{E_q U}{z^2_{dq}}z_q\cos(\delta+\alpha_q)-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_{d\Sigma}+x_{q\Sigma}}{z^2_{dq}}+\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x_q}{z^2_{dq}}\cos 2\delta. \qquad (2\text{-}87)$$

Таблица 2-2

Формулы для определения активной мощности в простейшей системе без активных сопротивлений

Функциональная зависимость	Активная мощность	
	неявнополюсного генератора	явнополюсного генератора
$P=f(E_x,\ \delta_x)$	$P_{E_q}=\frac{E_q U}{x_{d\Sigma}}\sin\delta$ $P_{E'}=\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta'$ $P_{E_x}=\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta_x$ $P_{U_\Gamma}=\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta_{\Pi}$	$P_{E_q}=\frac{E_q U}{x_{d\Sigma}}\sin\delta+\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x_q}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}}\sin 2\delta$ $P_{E'}=\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta'$ $P_{E_x}=\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta_x$ $P_{U_\Gamma}=\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta_{\Pi}$
$P=f(E_{qx},\ \delta)$	$P_{E'_q}=\frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x'_d}{x_{d\Sigma}x'_{d\Sigma}}\sin 2\delta$ $P_{E_{qx}}=\frac{E_{qx}U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-\Delta x}{x_{d\Sigma}(x_{\Pi}+\Delta x)}\sin 2\delta$ $P_{U_{\Gamma q}}=\frac{U_{\Gamma q}U}{x_{\Pi}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d}{x_{d\Sigma}x_{\Pi}}\sin 2\delta$	$P_{E'_q}=\frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q-x'_d}{x_{q\Sigma}x'_{d\Sigma}}\sin 2\delta$ $P_{E_{qx}}=\frac{E_{qx}U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q-\Delta x}{x_{q\Sigma}(x_{\Pi}+\Delta x)}\sin 2\delta$ $P_{U_{\Gamma q}}=\frac{U_{\Gamma q}U}{x_{\Pi}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q}{x_{q\Sigma}x_{\Pi}}\sin 2\delta$
$P=f(E_x,\ \delta)$	$P_{E'}=\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-x'_d}{x_{d\Sigma}x'_{d\Sigma}}\sin 2\delta-\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\times\sin\delta[1-\cos(\delta-\delta')]$ $P_{E_x}=\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d-\Delta x}{x_{d\Sigma}(x_{\Pi}+\Delta x)}\sin 2\delta-\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta[1-\cos(\delta-\delta_x)]$ $P_{U_\Gamma}=\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d}{x_{d\Sigma}x_{\Pi}}\sin 2\delta-\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta[1-\cos\delta_\Gamma]$	$P_{E'}=\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q-x'_d}{x_{q\Sigma}x'_{d\Sigma}}\sin 2\delta-\frac{E'U}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta[1-\cos(\delta-\delta')]$ $P_{E_x}=\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q-\Delta x}{x_{q\Sigma}(x_{\Pi}+\Delta x)}\sin 2\delta-\frac{E_x U}{x_{\Pi}+\Delta x}\sin\delta[1-\cos(\delta-\delta_x)]$ $P_{U_\Gamma}=\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_q}{x_{q\Sigma}x_{\Pi}}\sin 2\delta-\frac{U_\Gamma U}{x_{\Pi}}\sin\delta(1-\cos\delta_\Gamma)$

Таблица 2-3

Формулы для определения реактивной мощности в простейшей системе без активных сопротивлений

Функциональная зависимость (рис. 2-11)	Реактивная мощность	
	неявнополюсного генератора	явнополюсного генератора
$Q_{E_q}(E_Q)$	$Q_{E_q} = \dfrac{E_q^2}{x_{d\Sigma}} - \dfrac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} \cos\delta;$ $Q_{E_Q} = \dfrac{E_Q^2}{x_q} - \dfrac{E_Q U_г}{x_q} \cos\delta_г;$ где $E_Q = \dfrac{x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma}} E_q + \dfrac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma}} U\cos\delta$	$Q_{E_q} = \dfrac{E_q^2}{x_d} - \dfrac{E_q U_г}{x_d} \cos\delta_г;$ $Q_{E_Q} = \dfrac{E_Q^2}{x_{d\Sigma}} - \dfrac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} \cos\delta;$
$Q_г$	$Q_г = \dfrac{U_г^2}{x_п} - \dfrac{U_г U}{x_п} \cos\delta_п;$ $Q_г = \dfrac{x_п}{x_{q\Sigma}^2} E_Q^2 + \dfrac{x_q^2}{x_п x_{q\Sigma}^2} U^2 - \dfrac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} + \dfrac{x_q}{x_{q\Sigma}} \left(2\dfrac{E_Q}{x_{q\Sigma}} - \dfrac{U}{x_п}\right) U\cos\delta$	$Q_г = \dfrac{U_г^2}{x_п} - \dfrac{U_г U}{x_п} \cos\delta_п;$ $Q_г = \dfrac{x_п}{x_{d\Sigma}^2} E_q^2 + \dfrac{x_d^2}{x_п x_{d\Sigma}^2} U^2 - \dfrac{E_q U}{x_{d\Sigma}} + \dfrac{x_d}{x_{d\Sigma}} \left(2\dfrac{E_q}{x_{d\Sigma}} - \dfrac{U}{x_п}\right) U\cos\delta$
Q	$Q = \dfrac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{x_{q\Sigma}};$ $Q = \dfrac{E_q U}{x_{d\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} + \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} \cos 2\delta;$ $Q = \dfrac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_{q\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{x_{q\Sigma} x'_{d\Sigma}} - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_q - x'_d}{x_{q\Sigma} x'_{d\Sigma}} \cos 2\delta$	$Q = \dfrac{E_Q U}{x_{q\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{x_{q\Sigma}};$ $Q = \dfrac{E_q U}{x_{d\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} + \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} \cos 2\delta;$ $Q = \dfrac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \cos\delta - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_{q\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{x_{q\Sigma} x'_{d\Sigma}} - \dfrac{U^2}{2} \cdot \dfrac{x_q - x'_d}{x_{q\Sigma} x'_{d\Sigma}} \cos 2\delta$

На основании формулы

$$P = 3E_{q\Phi} I_d$$

при учете (2-84) может быть получено выражение для внутренней мощности явнополюсного генератора:

$$P_{E_q} = \frac{E_q^2 z_q^3}{z_{dq}^4} \sin\alpha_q + \frac{E_q U}{z_{dq}^4} z_q^2 \left[z_d \sin(\delta - \alpha_d) + \frac{r_п (x_d - x_q)}{z_q} \cos(\delta - \alpha_q) \right] + + U^2 \frac{(x_d - x_q) z_d z_q}{z_{dq}^4} \cos(\delta - \alpha_q) \sin(\delta - \alpha_d). \quad (2\text{-}88)$$

В формулах (2-86) — (2-88) обозначено

$$z_{dq} = \sqrt{r_п^2 + x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}}; \quad z_q = \sqrt{r_п^2 + x_{q\Sigma}^2}; \quad z_d = \sqrt{r_п^2 + x_{d\Sigma}^2};$$
$$\operatorname{tg}\alpha_q = r_п / x_{q\Sigma}; \quad \operatorname{tg}\alpha_d = r_п / x_{d\Sigma}.$$

Выражения для токов I_d и I_q через E'_q можно получить в виде

$$I_d = \frac{(E'_{q\Phi} - U_\Phi \cos\delta) x_{q\Sigma} - U_\Phi r_п \sin\delta}{r_п^2 + x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma}}; \quad (2\text{-}89)$$

$$I_q = \frac{U_\Phi x'_{d\Sigma} \sin\delta + (E'_q - U\cos\delta) r_п}{r_п^2 + x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma}}. \quad (2\text{-}90)$$

Мощности на шинах системы при этом будут определяться выражениями:

$$P_{E'_q(с)} = \frac{E'_q U}{z'^2_{dq}} z_q \sin(\delta + \alpha_q) - U^2 \frac{r_п}{z'^2_{dq}} - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_q - x'_d}{z'^2_{dq}} \sin 2\delta; \quad (2\text{-}91)$$

$$Q_{E'_q(с)} = \frac{E'_q U}{z'^2_{dq}} z_q \cos(\delta + \alpha_q) - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_{q\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{z'^2_{dq}} - - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{z'^2_{dq}} \cos 2\delta, \quad (2\text{-}92)$$

а внутренняя мощность запишется как

$$P_{E'_q} = \frac{E'^2_q z_q^3}{z'^4_{dq}} \sin\alpha_q + \frac{E'_q U}{z'^4_{dq}} z_q^2 \left[z'_d \sin(\delta - \alpha'_d) - - \frac{r_п (x_q - x'_d)}{z_q} \cos(\delta - \alpha_q) \right] - U^2 \frac{z_q z'_d (x_q - x'_d)}{z'^4_{dq}} \cos(\delta - \alpha_q) \sin(\delta - \alpha'_d), \quad (2\text{-}93)$$

где $z'_{dq} = \sqrt{r_п^2 + x'_{d\Sigma} x_{q\Sigma}}$;

$z'_d = \sqrt{r_п^2 + x'^2_{d\Sigma}}$; $\operatorname{tg}\alpha'_d = r_п / x'_{d\Sigma}$.

Формулы для определения мощностей на шинах системы в функции э. д. с. E' представим в виде

$$P_{E'(c)} = \frac{E'U}{z'_d}\sin(\delta' + \alpha'_d) - \frac{U^2}{z'_d}\sin\alpha'_d; \qquad (2\text{-}94)$$

$$Q_{E'(c)} = \frac{E'U}{z'_d}\cos(\delta' + \alpha'_d) - \frac{U^2}{z'_d}\cos\alpha'_d, \qquad (2\text{-}95)$$

при этом внутренняя активная мощность

$$P_{E'} = \frac{E'^2}{z'_d}\sin\alpha'_d + \frac{E'U}{z'_d}\sin(\delta' + \alpha'_d). \qquad (2\text{-}96)$$

При сложной связи удаленной станции с шинами неизменного напряжения формулы для определения активной и реактивной мощностей в ветвях схемы могут быть получены с помощью метода наложения. При этом простейшая система рассматривается как цепь «с двусторонним питанием», для которой оказываются справедливыми следующие формулы:

$$P_г = E_г^2 y_{11}\sin\alpha_{11} + E_г U y_{12}\sin(\delta_{Eг} - \alpha_{12}); \qquad (2\text{-}97)$$

$$Q_{Eг} = E_г^2 y_{11}\cos\alpha_{11} - E_г U y_{12}\cos(\delta_{Eг} - \alpha_{12}); \qquad (2\text{-}98)$$

$$P = -U^2 y_{22}\sin\alpha_{22} + E_г U y_{12}\sin(\delta_{Eг} + \alpha_{12}); \qquad (2\text{-}99)$$

$$Q = -U^2 y_{22}\cos\alpha_{22} + E_г U y_{12}\cos(\delta_{Eг} + \alpha_{12}). \qquad (2\text{-}100)$$

В качестве э. д. с. $E_г$ в эти формулы может быть подставлена э. д. с. машины, непосредственно входящей в схему замещения (E_q — для неявнополюсных, E_Q — для явнополюсных машин), а также переходная э. д. с. E'. Зависимости мощности от других э. д. с. могут быть установлены с помощью формул (2-97) — (2-100) и формул, определяющих взаимную связь э. д. с. (§ 2-2). Следует лишь иметь в виду, что собственные и взаимные проводимости, входящие в записанные выше формулы, вычисляются применительно к схемам, параметры которых зависят от способа учета генераторов. Так, если мощности вычисляются в функции э. д. с. E_q, то в расчетную схему, определяющую указанные проводимости, входит сопротивление генератора x_d. При вычислении мощности в зависимости от э. д. с. E_Q схема включает сопротивление генератора x_q. При расчетах мощности в зависимости от э. д. с. E' собственные и взаимные проводимости находятся применительно к схеме, в которую входят переходные сопротивления генераторов x'_q.

В формулах (2-97) — (2-100) помимо обозначений, указанных при выводе (2-45), принято: $\dot{Y}_{22} = y_{22}\angle -\psi_{22}$ — собственная проводимость ветви, примыкающей к шинам приемной системы; $\alpha_{22} = 90° - \psi_{22}$.

Приведенные формулы справедливы как для синхронных генераторов, так и для синхронных компенсаторов. Для последних они, однако, могут быть упрощены, если принять во внимание, что активная мощность синхронных компенсаторов в установившемся режиме в первом приближении равна нулю (при пренебрежении малой величиной потерь мощности), поэтому угол δ для них имеет вполне определенное значение. Так, считая, что синхронный компенсатор связан с шинами, на которых поддерживается напряжение U чисто реактивным сопротивлением, на основании (2-75) можем найти, что при $P_{E_q} = 0$ значение $\delta = 0$. При этом из (2-79) следует, что для синхронного компенсатора

$$Q = \frac{E_q U}{x_{d\Sigma}} - \frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}} + \frac{U^2}{2}\cdot\frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma}x_{q\Sigma}} = \frac{E_q U}{x_{d\Sigma}} - \frac{U^2}{x_{d\Sigma}}. \qquad (2\text{-}101)$$

То же самое можно получить на основании векторной диаграммы.

Наиболее общими выражениями для определения мощностей в простейшей системе в зависимости от э. д. с., непосредственно входящих в схему замещения, являются уравнения (2-97) — (2-100). Из этих уравнений в частных случаях могут быть получены формулы как для схемы без активных сопротивлений и поперечных проводимостей, так и для схемы с одним последовательно включенным сопротивлением $r_п$. В первом случае следует принять

$$y_{11} = y_{12} = y_{22} = x_г + x_п;\ \alpha_{11} = \alpha_{12} = \alpha_{22} = 0;$$

во втором случае

$$y_{11} = y_{12} = y_{22} = \sqrt{r_п^2 + (x_г + x_п)^2};$$

$$\alpha_{11} = \alpha_{12} = \alpha_{22} = \operatorname{arctg}[r_п/(x_г + x_п)].$$

§ 2-4. ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ СИСТЕМЫ

На рис. 2-16 показаны характеристики активной и реактивной мощностей простейшей системы в функции угла δ. Такие характеристики иногда называют *угловыми характеристиками мощности*. Графики (рис. 2-16) построены при условии $E_q = \text{const}$ применительно к неявнополюсным генераторам на удаленной электростанции. Постоянство э. д. с. E_q означает, что генераторы удаленной станции работают при неизменном токе возбуждения. Такой случай не отвечает реальным условиям, однако его анализ целесообразен для более полного представления об условиях работы системы.

Графики, показанные на рис. 2-16, позволяют сделать следующие выводы:

1) при неизменной э. д. с. изменение активной мощности генераторов определяется только углом δ;

2) в рассматриваемом идеализированном случае (при отсутствии активных сопротивлений и проводимостей) нулевому значению угла δ отвечает активная мощность, также равная нулю;

3) увеличение угла δ приводит к росту активной мощности, который ограничивается, однако, некоторым предельным значением, имеющим место при $\delta = 90°$;

4) каждому значению передаваемой активной мощности соответствует вполне определенная реактивная мощность генераторов и реактивная мощность, передаваемая в систему.

Все эти выводы полностью относятся к особенностям режима электропередач, связывающих два независимых источника мощности, которые могут быть установлены с помощью круговых диаграмм [л. 2]. Учет генераторов в расчетной схеме позволил распространить эти выводы на режим простейшей системы без каких-либо принципиальных изменений. Одним из наиболее существенных положений следует считать установление предельной активной мощности, которую можно передать от удаленной станции. Мощность, определяемая в соответствии с рис. 2-16 как амплитуда синусоидальной угловой характеристики, называется *пределом мощности*. Этот предел ограничивает пропускную способность электропередачи между удаленной станцией и приемной системой.

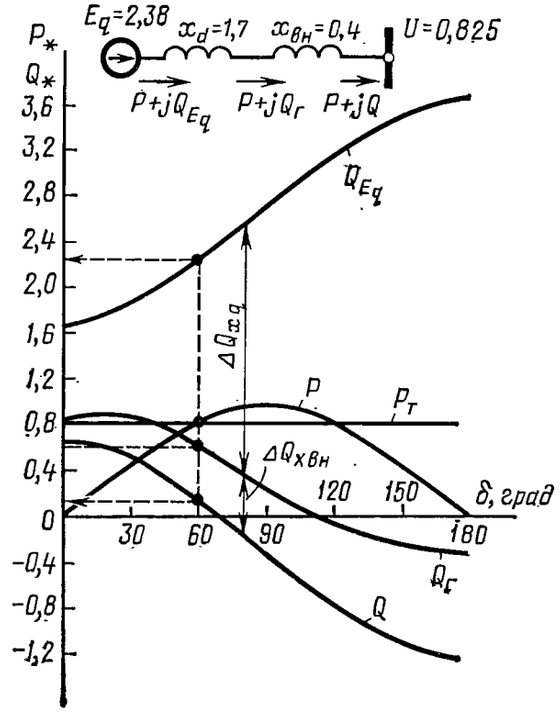


Рис. 2-16

Активная мощность генераторов станций определяется мощностью, которую развивают турбины, приводящие эти генераторы во вращение. Поэтому, для того чтобы установить параметры того или иного режима, необходимо поставить во взаимное соответствие характеристики генераторов и турбин. Первые определяются применительно к простейшей системе характеристиками, приведенными на рис. 2-16. Для каждого установившегося режима системы мощность турбин может считаться заданной величиной. Поэтому в принятых координатах характеристика мощности турбин $P_т$ имеет вид прямой линии, параллельной оси абсцисс (рис. 2-16).

В установившемся режиме работы мощность, развиваемая турбинами, равна активной мощности генераторов. Поэтому пересечение соответствующих характеристик определяет тот угол δ, который отвечает передаче заданной мощности. Этот угол позволяет найти соответствующие рассматриваемому режиму реактивные мощности в начале и конце передачи. На рис. 2-16 мощности P и Q определены для одного из двух значений угла δ, которые устанавливаются пересечением характеристик турбин и генераторов станции. Однако лишь одно из этих значений (меньшее) определяет режим, который может длительно существовать в системе. Такой режим называется *статически устойчивым* (см. гл. 1).

Основные качественные особенности режима простейшей электрической системы, установленные применительно к ее идеализированной расчетной схеме, остаются справедливыми и в случае сложной связи

удаленной станции с шинами приемной системы. В этом можно убедиться с помощью характеристик, построенных на рис. 2-17 в соответствии с выражениями (2-97)—(2-100). Здесь показаны два графика активной мощности—внутренней мощности генератора ($P_г$) и мощности у шин приемной системы (P). Эти мощности отличаются друг от друга, так как при наличии в схеме активных сопротивлений в них имеют место потери активной мощности ($\Delta P_{вн}$). Поскольку при составлении схемы замещения генераторы представляются индуктивными сопротивлениями, внутренняя активная мощность оказывается равной мощности на шинах генератора. В ранее рассматриваемом случае идеализированной схемы простейшей системы одна характеристика определяла активную мощность во всех ветвях схемы. На этом же рисунке показаны внутренняя (Q_{Eq}) и поступающая в нагрузку (Q) реактивные мощности.

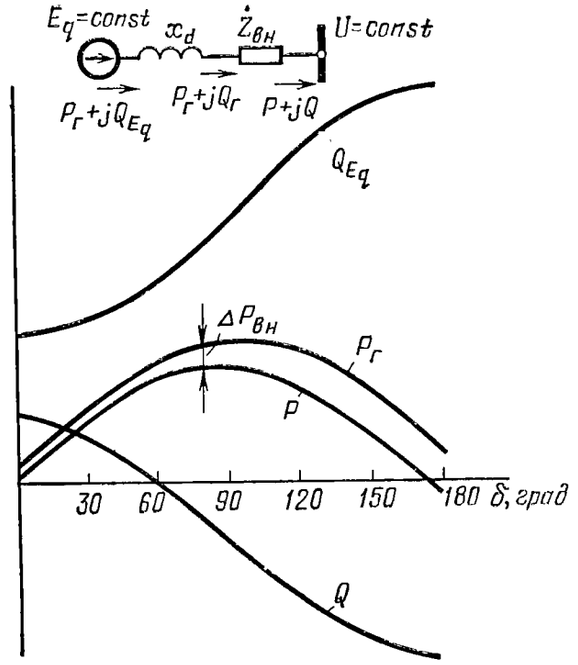


Рис. 2-17

При построении графиков активной мощности удобно различать две их составляющие. Одна из них, называемая *собственной мощностью генераторной станции*, не зависит от угла δ:

$$P_{11} = E_г^2 y_{11} \sin \alpha_{11}. \qquad (2\text{-}102)$$

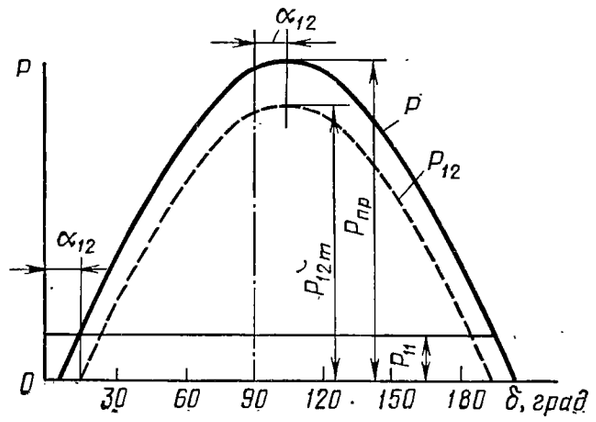


Рис. 2-18

Другая составляющая — взаимная мощность—определяется формулой

$$P_{12} = E_г U y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}) = P_{12m} \sin(\delta - \alpha_{12}), \qquad (2\text{-}103)$$

где $P_{12m} = E_г U y_{12}$.

Взаимная мощность при неизменной э. д. с. генераторной станции характеризует возможные изменения мощности, которую генераторная станция выдает в систему.

На рис. 2-18 приведены характеристики собственной и взаимной мощности, а также суммарной мощности генераторной станции. В этом случае предел мощности

$$P_{пр} = P_{11} + P_{12m}.$$

§ 2-5. ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

В настоящее время все генераторы, работающие в электрических системах Советского Союза, снабжены системами автоматического регулирования возбуждения. Простейший регулятор возбуждения — регулятор напряжения — схематически показан на рис. 2-19. Эта принципиальная схема поясняет работу регулятора напряжения, а схема рис. 2-20 — работу системы компаундирования.

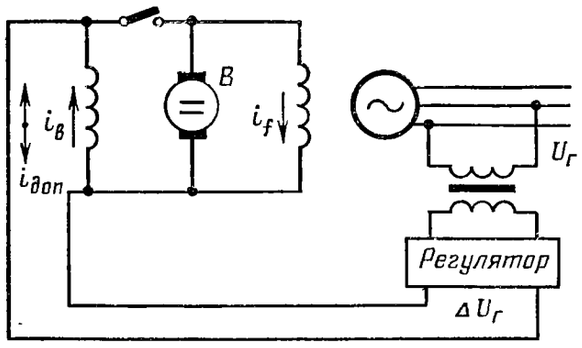


Рис. 2-19

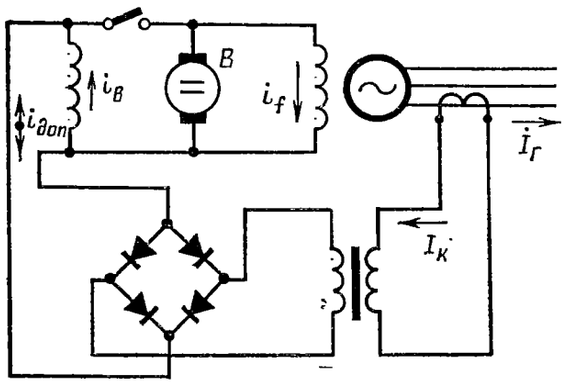


Рис. 2-20

Простейший регулятор напряжения представляет собой устройство, предназначенное для измерения отклонения напряжения на шинах генератора ($\Delta U_г$) или на шинах повышенного напряжения электростанции от некоторого заданного значения ($U_г$) и для изменения тока возбуждения (i_f) на величину, необходимую для восстановления напряжения до заданного уровня. Для изменения тока возбуждения генератора в цепь возбуждения возбудителя (B) (рис. 2-19), где протекает ток $i_в$, вводится дополнительный ток ($i_{доп}$) того или иного направления. Регулирование дополнительного тока достигается с помощью специальных схем, содержащих элементы преобразовательной техники, машинные и магнитные усилители.

Изменение тока возбуждения генераторов с помощью систем компаундирования (рис. 2-20) осуществляется введением в цепь возбуждения подвозбудителя дополнительного тока ($i_{доп}$), появляющегося в результате выпрямления вторичного тока трансформаторов тока, включенных в цепь статора генератора. Отдельные элементы в схеме соединены так, что при увеличении нагрузки генератора, сопровождающейся увеличением тока статора ($I_г$), дополнительный ток усиливает возбуждение возбудителя (B). При уменьшении нагрузки статора, напротив, ток возбуждения снижается.

Современные системы автоматического регулирования возбуждения представляют собой достаточно сложные устройства. С их помощью изменение тока возбуждения выполняется обычно по закону, предусматривающему реализацию обоих принципов регулирования, т. е.

в функции и напряжения, и тока. Однако в случаях снижения контролируемого напряжения их работа приводит к возрастанию тока возбуждения, а следовательно, и к росту синхронной э. д. с. E_q, как это показано на рис. 2-21. Векторная диаграмма генератора, работающего на шины неизменного напряжения (рис. 2-21), построена для двух значений углов δ_1 и δ_0, т. е. для двух значений передаваемой активной мощности. На этой диаграмме вектор напряжения $U_г$ на шинах генератора принят одинаковым по модулю для обоих режимов. Векторы E_q в обоих случаях получены геометрическим сложением вектора $U_г$ с вектором падения напряжения в сопротивлении генератора $x_{d\Sigma}$. Соотношение между слагающими па-

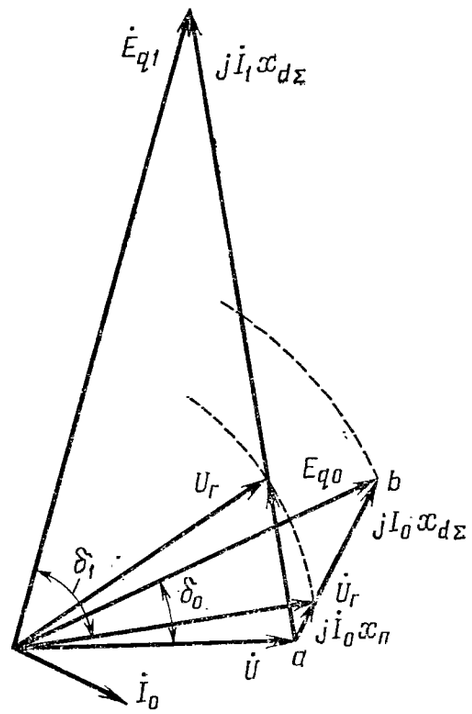


Рис. 2-21

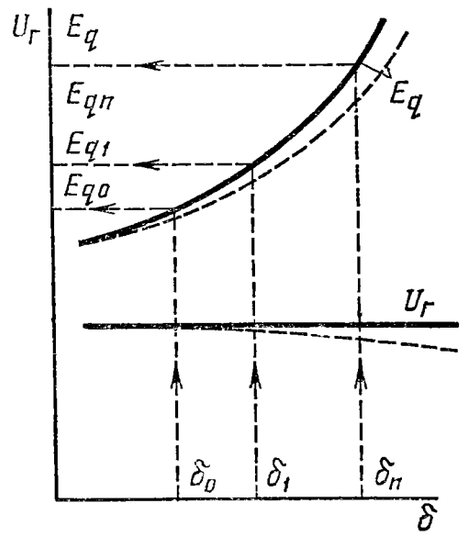


Рис. 2-22

дения напряжения в сопротивлениях генератора x_d и передачи $x_п$ при обоих значениях угла δ должно остаться неизменным, так как обе слагающие определяются одним и тем же током. Поэтому при построении диаграммы вектор падения напряжения $j\dot{I}_1 x_{d\Sigma}$ увеличен по сравнению с вектором $j\dot{I}_0 x_{d\Sigma}$ во столько раз, во сколько вектор $\dot{I}$ по модулю больше вектора $\dot{I}_0$.

Из диаграммы видно, что для поддержания напряжения на шинах генератора неизменным при возрастании нагрузки система автоматического регулирования возбуждения (АРВ) должна обеспечивать увеличение э. д. с. E_q. Этот вывод иллюстрируется зависимостью $E_q = f(\delta)$ (рис. 2-22), показанной сплошной линией. На том же рисунке сплошной линией показана прямая, свидетельствующая о неизменности напряжения генератора $U_г$.

Неизменность контролируемого регулятором параметра при изменениях режима системы является признаком астатического регулирования, или, как говорят, регулирования по астатическому закону. Наряду с астатическим возможно также и статическое регулирова-

ние, при котором контролируемый параметр (в рассматриваемом случае напряжение $U_г$) поддерживается близким к заданному исходному значению, однако несколько отклоняется от него при изменении режима. Характеристика, отвечающая статическому регулированию напряжения, показана на рис. 2-22 штриховой линией. Очевидно, что статическое регулирование требует меньшего увеличения тока возбуждения и э. д. с. E_q при росте нагрузки генератора по сравнению с астатическим регулированием напряжения. Зависимость $E_q = f(\delta)$ при статическом регулировании показана на рис. 2-22 штриховой линией.

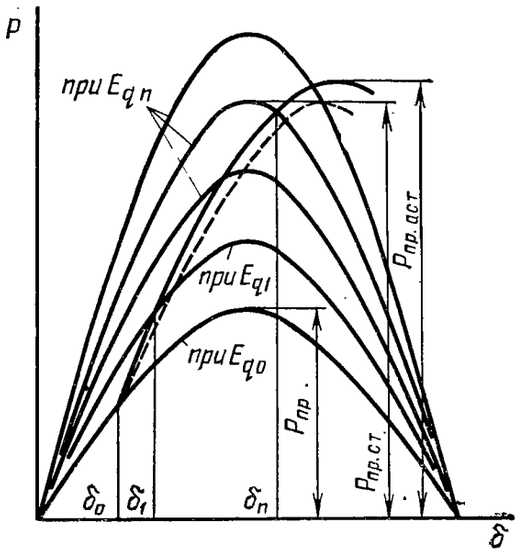


Рис. 2-23

Пусть при некотором угле δ_0 генераторы электрической станции имеют возбуждение, которому соответствует э. д. с. E_{q0}. Очевидно, что такой режим на диаграмме $P = f(\delta)$ будет характеризоваться точкой, лежащей на синусоиде $P = (E_{q0}U/x_{d\Sigma})\sin\delta$ при угле $\delta = \delta_0$ (рис. 2-23). При увеличении угла δ до значения δ_1 э. д. с. генератора, также увеличиваясь, получает значение E_{q1} (см. рис. 2-22). Новому режиму на диаграмме (см. рис. 2-23) отвечает синусоида с большей амплитудой. Рабочая точка, характеризующая новый режим, определяется на этой синусоиде при угле $\delta = \delta_1$. Продолжая аналогичные построения и находя рабочие точки для нескольких постепенно увеличивающихся значений углов δ, а затем соединяя их, можно получить характеристики мощности при астатическом и статическом регулировании (рис. 2-23).

Из приведенных характеристик видно, что предел мощности $P_{пр.\,аст}$, соответствующий астатической характеристике, значительно превосходит по величине предел мощности $P_{пр.\,ст}$, построенный при постоянстве э. д. с. E_q. Это означает, что применение регуляторов возбуждения является эффективным средством для повышения пропускной способности электропередач, связывающих отдельные генераторные станции с системой.

При астатическом регулировании напряжения в идеализированной простейшей системе без активных сопротивлений предел мощности

$$P_{пр.\,аст} = U_{г0}U/x_{вн}, \qquad (2\text{-}104)$$

где $U_{г0} = \text{const}$ — поддерживаемое неизменным напряжение генератора; $x_{вн}$ — внешнее по отношению к генератору сопротивление системы.

Формуле (2-104) соответствует схема замещения, показанная на рис. 2-24, *а*. На рис. 2-24, *в* приведена схема, которая применяется для расчета предела мощности при $E_q = \text{const}$. В этой схеме генератор

учитывается синхронным сопротивлением x_d и неизменной э. д. с. $\dot{E}_q$, включенной за ним, тогда как в схеме, приведенной на рис. 2-24, *а*, сопротивление генератора не фигурирует. Схеме, изображенной на рис. 2-24, *а*, соответствует наибольшее значение предела мощности (см. рис. 2-23), схеме, изображенной на рис. 2-24, *б*, — наименьшее. Предел мощности при статическом регулировании имеет промежуточное значение. Следовательно, и схема замещения системы для определения этого значения должна являться переходным звеном от одной схемы (рис. 2-24, *а*) к другой (рис. 2-24, *в*). Очевидно, схема получится такой, если в нее включить часть сопротивления генератора $\Delta x < x_d$, э. д. с. E_x за которым следует считать неизменной (рис. 2-24, *б*).

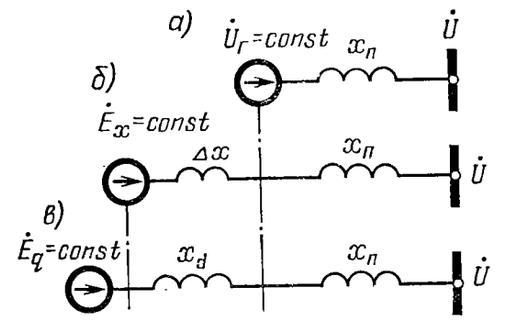


Рис. 2-24

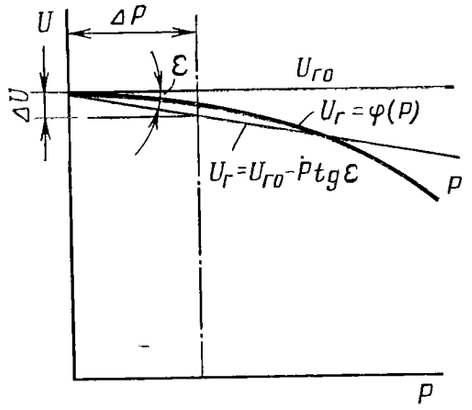


Рис. 2-25

Чтобы установить связь между параметрами режима и параметрами статического регулирования, рассмотрим характеристики, показанные на рис. 2-25. Эти характеристики отвечают закону статического регулирования и определяют зависимость напряжения на шинах генератора от величины выдаваемой активной мощности. Если в первом приближении нелинейные характеристики представить прямой линией, то для напряжения будет справедлива зависимость

$$U_г = U_{г0} - P\,\text{tg}\,\varepsilon,$$

или

$$U_г = U_{г0}(1 - b_P P), \qquad (2\text{-}105)$$

где $b_P = \text{tg}\,\varepsilon/U_{г0} = \Delta U/(\Delta P U_{г0})$.

Назовем b_P *коэффициентом статизма по мощности*. Нетрудно видеть, что этот коэффициент показывает, насколько по отношению к исходному значению изменяется напряжение, контролируемое статическим регулятором, при изменении передаваемой активной мощности на единицу.

Поскольку мощность, передаваемая по линии в простейшей системе,

$$P = (U_г U/x_п)\sin\delta_п,$$

то с учетом (2-105) получим

$$P=\frac{U_{г0}(1-b_P P)U}{x_п}\sin\delta_п=\frac{U_{г0}U}{x_п}\sin\delta_п-\frac{U_{г0}U}{x_п}b_P P\sin\delta_п. \quad (2\text{-}106)$$

В этом выражении $U_{г0}U/x_п = P_{пр.\,аст}$ — предельная мощность при астатическом регулировании напряжения. Поэтому выражение (2-106) можно рассматривать как подтверждение вывода о меньшем пределе мощности при статическом регулировании по сравнению с пределом при астатическом регулировании.

Предельная мощность при астатическом регулировании определяется всецело параметрами электропередачи, поэтому иногда называется *пределом по линии* (по передаче). Обозначая $P_{пр.\,аст} = P_{пр.л}$, можно выражение (2-106) представить как

$$P=P_{пр.\,л}\sin\delta_п/(1+P_{пр.\,л}b_P\sin\delta_п).$$

Угол $\delta_п$, соответствующий максимальной мощности при статическом регулировании, определяется из уравнения $dP/d\delta = 0$, которое в раскрытой форме имеет вид

$$\frac{P_{пр.\,л}\cos\delta_п}{(1+P_{пр.л}b_P\sin\delta_п)^2}=0.$$

Отсюда следует, что характеристика $P = f(\delta)$ при статическом регулировании имеет максимум при $\delta_п = 90°$, причем этот максимум

$$P_{пр.\,ст}=\frac{P_{пр.\,л}}{1+b_P P_{пр.\,л}}=\frac{1}{\dfrac{1}{P_{пр.л}}+b_P}. \quad (2\text{-}107)$$

Предельная мощность $P_{пр.\,ст}$ при статическом регулировании будет тем больше, чем больше предел по линии $P_{пр.\,л}$ и меньше статизм системы автоматического регулирования b_P. При идеальном поддержании напряжения, что имеет место при астатическом регулировании ($U_г = U_{г0} = \text{const}$, $b_P = 0$), предел по мощности в простейшей системе становится равным пределу по линии.

Выразим предел мощности по линии через э. д. с. E_x, приложенную в схеме замещения за некоторым реактивным сопротивлением Δx (см. рис. 2-22):

$$P_{пр.\,л}/(1+b_P P_{пр.\,л})=E_x U/(x_п+\Delta x)=P_{пр.\,ст},$$

где $$E_x=\sqrt{\left[U+\frac{Q_2(x_п+\Delta x)}{U}\right]^2+\left[\frac{P_{пр.\,л}(x_п+\Delta x)}{U}\right]^2}.$$

Принимая $Q_2 = P_{пр.\,л}\ \mathrm{tg}\ \varphi_2^*$, задаваясь значениями $\cos\varphi_2$ и b_P, а также учитывая параметры передачи $x_п$, на основании записанных выражений найдем E_x и Δx. При этом можно представить зависимость Δx от b_P (рис. 2-26). В средних условиях при коэффициенте статизма,

* Значение $\mathrm{tg}\ \varphi_2$ определяется коэффициентом мощности в конце линии передачи, который находится из расчета установившегося режима электропередачи.

характерном для электронных регуляторов, изменяющих ток возбуждения пропорционально изменению напряжения генератора (или тока в его статоре), коэффициент b_P оказывается таким, что генератор может быть замещен сопротивлением $\Delta x = (0{,}3 \div 0{,}5)\, x'_d$. Это значение довольно часто принимают равным сопротивлению генератора x'_d. Следовательно, можно считать $\Delta x \approx x'_d$ и $E_x \approx E' \approx E'_q$. Таким образом, установлено, что предел мощности при статическом регулировании возбуждения генераторов с некоторым приближением можно определить по схеме замещения, в которую генераторы вводятся переходными сопротивлениями и неизменной э. д. с. E', приложенной за этими сопротивлениями.

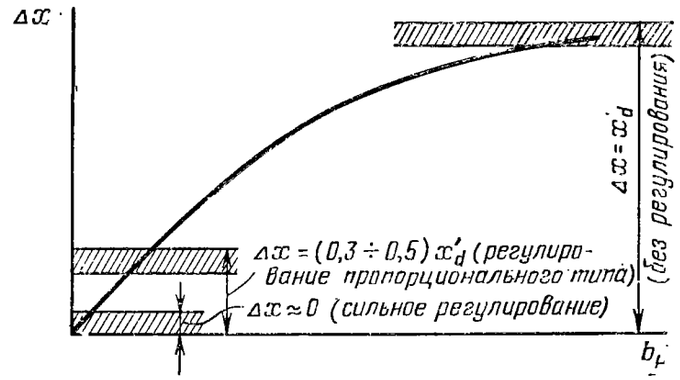


Рис. 2-26

Регуляторы без зоны нечувствительности, осуществляющие статическое регулирование и дающие реакцию, пропорциональную величине отклонения напряжения (или тока) от исходного заданного значения, называются *регуляторами пропорционального типа*. Наряду с такими регуляторами в современных электрических системах применяются регуляторы, называемые *регуляторами сильного действия*. Регуляторы сильного действия изменяют ток возбуждения не только в зависимости от отклонения напряжения, но и в зависимости от величины и знака производных некоторых режимных параметров. Благодаря этому имеется возможность обеспечить устойчивую работу регулируемых генераторов при очень малых значениях коэффициента статизма b_P. В таком случае $\Delta x \approx 0$ и предел мощности регулируемого генератора становится практически равным пределу по линии $P_{пр.л}$.

§ 2-6. ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ В ДВУХМАШИННОЙ СХЕМЕ ЗАМЕЩЕНИЯ СИСТЕМЫ

Схема двухмашинной схемы электрической системы показана на рис. 2-6. Характеристики мощности генераторной станции *1* в такой схеме определяются уравнениями (2-97), (2-98), в которые входит напряжение на шинах приемной системы. При соизмеримой мощности генераторных станций *1* и *2* напряжение U не может считаться неизменным. Оно изменяет свое значение при перераспределении мощностей между станциями. Поэтому для определения активной и реактивной мощностей генераторной станции на основании формул (2-97) и (2-98) необходимо предварительно установить зависимость напряжения U от угла δ. Можно воспользоваться и другим подходом для определения мощностей как генераторной станции *1*, так и станции *2*. Представим все нагрузки в схеме замещения рассматриваемой системы неизменными сопротивлениями, т. е. так, как показано на рис. 2-6. В этом случае

свойства совокупности параметров схемы замещения можно отразить в величинах обобщенных параметров — собственных и взаимных проводимостях ветвей генераторных станций.

При известных проводимостях $\dot{Y}_{11}$, $\dot{Y}_{12}$ и $\dot{Y}_{22}$ мощности генераторных станций могут быть вычислены по формулам, аналогичным (2-97) — (2-100). При этом для станции *1* формула может быть получена заменой напряжения U на э. д. с. генераторной станции *2* (E_2), тогда

$$\left.\begin{aligned} &P_1 = E_1^2\, y_{11} \sin\alpha_{11} + E_1 E_2\, y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ &\text{или} \\ &\qquad P_1 = P_{11} + P_{12}; \\ &Q_1 = E_1^2\, y_{11} \cos\alpha_{11} - E_1 E_2\, y_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}). \end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}108)$$

Для станции *2* в формулах (2-99) и (2-100) должны быть изменены знаки, поскольку при их выводе за положительное направление мощности принималось направление от станции *1* к шинам приемной системы. Если же вторым источником в схеме замещения является не бесконечно мощная система, а генераторная станция, то мощность в ее цепи должна приниматься положительной при направлении от станции к узлу нагрузки. В этом случае при замене напряжения U на э. д. с. E_2 формулы (2-99) и (2-100) принимают вид

$$\left.\begin{aligned} &P_2 = E_2^2\, y_{22} \sin\alpha_{22} - E_1 E_2\, y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \\ &\text{или} \\ &\qquad P_2 = P_{22} + P_{21}; \\ &Q_2 = E_2^2\, y_{22} \cos\alpha_{22} - E_1 E_2\, y_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}). \end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}109)$$

В формулах (2-108) и (2-109) угол δ_{12} характеризует сдвиг вектора э. д. с. $\dot{E}_1 = E_1 \angle \delta_1$ по отношению к вектору э. д. с. $\dot{E}_2 = E_2 \angle \delta_2$, причем

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2.$$

Зависимости мощностей генераторных станций *1* и *2* от угла δ_{12}, построенные в соответствии с формулами (2-108) и (2-109), приведены на рис. 2-27. Там же штриховыми линиями показаны составляющие мощностей обеих генераторных станций — собственные (P_{11}, P_{12}) и взаимные (P_{12}, P_{21}) мощности; сплошными линиями отмечены мощности генераторов P_1 и P_2, а также мощности, развиваемые турбинами ($P_{т1}$ и $P_{т2}$) станции *1* и *2*. Приведенные зависимости позволяют сделать следующие выводы.

1. Передаче некоторой заданной мощности от станции *1* ($P^0_{т1} = P_{1\,0}$) соответствует вполне определенная мощность станции *2* ($P^0_{т2} = P_{20}$), которая определяется по углу сдвига δ_{120} между векторами э. д. с. генераторных станций.

2. Любое изменение мощности одной из станций приводит к соответствующему изменению угла δ_{12} и мощности другой станции. Так, увеличение мощности, выдаваемой станцией *1*, до значения $P_{11} = P^1_{т1}$ приводит к росту угла δ_{12} и уменьшению мощности станции *2* до значения $P_{21} = P^1_{т2}$ (рис. 2-27).

3. Существует предел, ограничивающий максимальную мощность, которую можно получить с шин электрической станции *1*:

$$P_{пр} = E_1^2\, y_{11} \sin\alpha_{11} + E_1 E_2\, y_{12}.$$

Первым двум выводам, полученным на основании формального построения, легко дать физическое толкование. Действительно, рассматриваются режимы системы с заданной неизменной нагрузкой В этих условиях сумма мощностей генераторных станций *1* и *2* равна

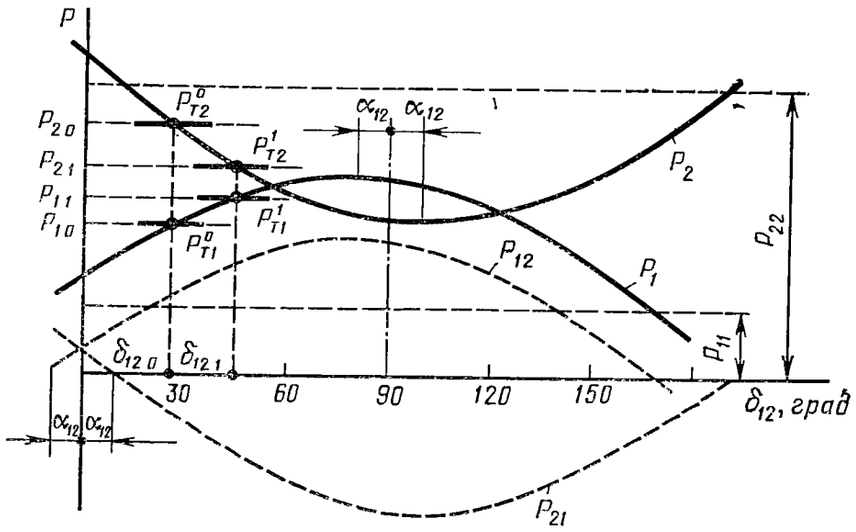


Рис. 2-27

мощности, получаемой этой нагрузкой. Любое изменение мощности одной из станций должно сопровождаться тем или иным изменением мощности другой, поскольку потребители не изменяют своего режима.

При перераспределении мощности между генераторными станциями происходит изменение напряжения в узловых точках схемы замещения, в которых подключены неизменные сопротивления, представляющие собой нагрузку. Мощность этой нагрузки

$$S_н = \frac{U^2}{z_н}(\cos\varphi_н + j\sin\varphi_н).$$

Зависимость $S_н$ от напряжения показывает, что изменение режима станций определяет некоторое изменение мощности нагрузки.

Сопоставим пределы мощности генераторной станции *1* в двух случаях: 1) при работе станции на шины неизменного напряжения (см. рис. 2-7); 2) при параллельной работе со станцией соизмеримой мощности на общую нагрузку (см. рис. 2-6). Параметры электропередачи, связывающей станцию *1* с шинами системы, к которой подключена нагрузка, будем считать одинаковыми. Для решения задачи удобно воспользоваться выражением

$$P_1 = E_1^2\, y_{11} \sin\alpha_{11} + E_1 U y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}). \qquad (2\text{-}110)$$

В первом из рассматриваемых случаев $U = U_0 = \text{const}$; во втором случае $U = \text{var}$.

Оценим характер изменения напряжения U. Формулы (2-108) показывают, что при увеличении угла δ_{12} возрастает как активная, так и реактивная мощности генераторной станции *1*. Следовательно, при поддержании неизменного значения э. д. с. станции (например, э. д. с. E'_1 при установке на станции регуляторов возбуждения пропорционального типа) падение напряжения в электропередаче увеличивается, а напряжение U уменьшается.

Такой характер связи между углом δ_{12} и напряжением U иллюстрируется рис. 2-28.

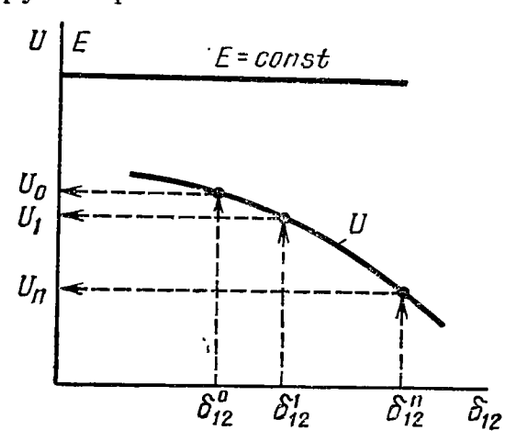


Рис. 2-28

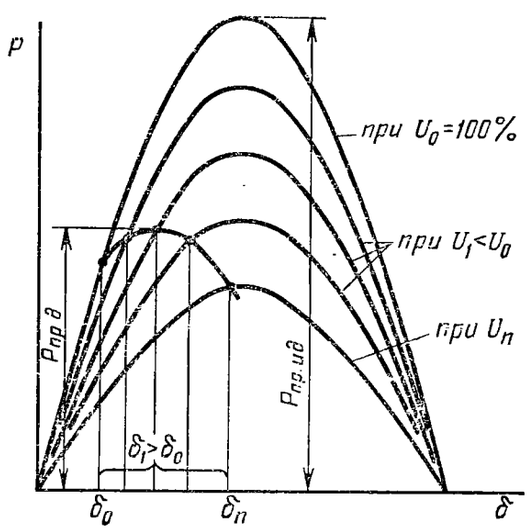


Рис. 2-29

Примем величину напряжения U_0 при угле δ_0 между векторами э. д. с. и напряжением U за 100%. Рабочая точка, характеризующая этот режим, очевидно, лежит на синусоиде $P_1 = f(\delta)$, отвечающей уравнению

$$P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 U_0 y_{12} \sin (\delta - \alpha_{12}).$$

Эта точка соответствует углу $\delta = \delta_0$. Обычно в таких условиях при увеличении угла δ до значений δ_1 (рис. 2-29) напряжение на шинах системы снижается (см. рис. 2-28). Новому режиму отвечает точка, лежащая на синусоиде с амплитудой, вычисленной для некоторого нового напряжения U_1 при угле δ_1. Проводя аналогичные построения для нескольких значений углов, можно получить серию синусоид с постепенно уменьшающимися амплитудами. Каждая из них будет соответствовать определенному углу δ. Соединяя рабочие точки на этих синусоидах, получим характеристику мощности генераторной станции *1* в условиях параллельной работы со станцией *2* (см. рис. 2-6). Максимум этой характеристики называется *действительным пределом мощности* ($P_{\text{пр. д}}$). Нетрудно видеть, что действительный предел мощности меньше предела при неизменном напряжении U, который на рис. 2-29 характеризуется максимумом синусоиды, построенной для напряжения, принятого за 100%. Это значение мощности иногда называют *идеальным пределом мощности* ($P_{\text{пр. ид}}$).

Различие в величинах этих пределов мощности обусловлено характером изменения напряжения на шинах системы. В тех случаях, когда это напряжение при увеличении угла δ претерпевает значительное изменение, различие между двумя пределами будет существенным.

Степень снижения напряжения в системе при росте передаваемой мощности зависит в основном от соотношения между мощностями генераторных станций, объединенных на параллельную работу. Увеличение мощности приемной системы обусловливает уменьшение эквивалентного сопротивления в схеме замещения системы (см. § 2-1). При значительном превышении мощности станций приемной системы над мощностью удаленной генераторной станции эквивалентное сопротивление системы существенно уменьшается, в пределе (при бесконечно большой мощности приемной системы) становясь равным нулю. В этом случае сопоставляемые пределы мощности совпадают. Следовательно, при значительном различии в мощностях параллельно работающих станций действительный предел мощности приближается к пределу, имеющему место при работе станции на шины неизменного напряжения.

На характер снижения напряжения в системе при изменении ее режима оказывает влияние не только соотношение между мощностями генераторных станций, но и характер связи между станциями, число параллельных линий, их протяженность и т. д.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. «Высшая школа», 1970.
2. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети. Под ред. В. А. Веникова. «Высшая школа», 1971.
3. Н. А. Мельников. Электрические сети и системы. «Энергия», 1969.

ГЛАВА 3 ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 3-1. ЗАДАЧА ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Современные электрические системы, объединяющие для параллельной работы электрические станции с потребителями энергии значительных районов страны, крайне сложны. Эта сложность определяется как структурой схемы электрических соединений системы и большим количеством элементов, которые входят в эту схему, так и сложностью физических процессов, связанных с работой системы в нормальных, послеаварийных и аварийных условиях*.

Режим работы электрических систем описывается системой алгебраических и дифференциальных уравнений. Число уравнений в такой системе зависит от количества элементов, связанных в схеме электрической системы процессом производства, передачи и потребления электроэнергии, существенно возрастая с увеличением сложности схемы системы. Число уравнений определяется также характером исследуемого явления и точностью отражения характеристик элементов системы в расчете. При решении большинства практических задач, возникающих при проектировании и эксплуатации электрических систем, анализировать режимы при полном учете всех влияющих на него факторов практически невозможно, поскольку необходимо решение весьма громоздкой системы уравнений.

Задача решается, если анализ реальной системы, содержащей весьма большое количество элементов, заменяется исследованием более простой системы. Такая упрощенная система может рассматриваться в качестве некоторой модели реальной системы. Замена реальной системы ее упрощенной моделью может считаться оправданной и допустимой в том случае, когда их свойства, являющиеся конкретным предметом исследования, достаточно близко совпадают. Введение в расчетную практику той или иной упрощенной модели электрической системы неизбежно вызывает те или иные расхождения в результатах расчета. Это объясняется тем, что для упрощенной модели всегда справедливы уравнения, которые образуют более простую систему, нежели для реального объекта исследования. Поэтому полного соответствия

* См. пятую книгу серии «Электрические системы». «Кибернетика электрических систем» под ред. В. А. Веникова.

всех количественных и качественных характеристик электрической системы и ее упрощенной модели добиться нельзя. Однако при построении модели можно добиться близкого совпадения некоторых характеристик этой модели и электрической системы, которые определяют исследуемые в данном расчете свойства системы.

Методы получения упрощенных расчетных моделей электрических систем объединяются термином «эквивалентирование электрических систем». *Эквивалентирование*, в сущности, является одним из разделов теории моделирования, называемым *приближенным моделированием*, в приложении к частной задаче исследования электрических систем. Задача эквивалентирования электрических систем заключается в получении математических моделей этих систем или их отдельных частей

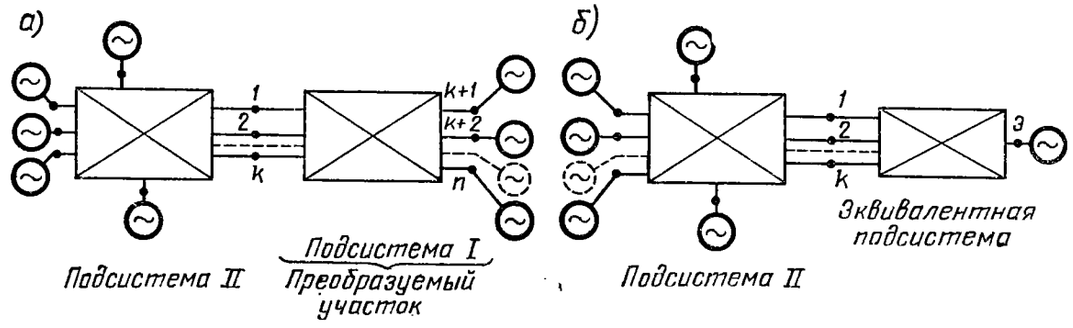


Рис. 3-1

(подсистем), имеющих характеристики исследуемых процессов и режимов, тождественные или близкие соответсвующим характеристикам реальных систем. Для решения задачи требуется нахождение уравнений, так определяющих режим, чтобы их решения при начальных условиях, лежащих в некотором заданном диапазоне, совпадали с соответствующими решениями уравнений реальной системы или были бы достаточно близки к нему.

Уравнениям, справедливым для отдельных элементов электрических систем, могут быть поставлены в соответствие те или иные схемы замещения. Системе уравнений, записанных для электрической системы в целом или для ее участка, соответствует *расчетная схема*, или *схема замещения*, *системы*. Поэтому эквивалентирование электрических систем, основанное на анализе уравнений системы, в ряде случаев возможно осуществить путем преобразования схемы замещения системы. Такие преобразования всегда направлены на получение более простой расчетной схемы. Это дает основание в некоторых случаях термином «эквивалентирование» определять также и упрощающие преобразования схем замещения электрических систем.

Рассмотрим электрическую систему, условная схема которой показана на рис. 3-1, *а*. На этой схеме выделены узловые точки, с которыми связаны генераторные станции системы. Схемы замещения отдельных участков системы (ее подсистем) на рисунке полностью не приведены, а представлены условно в виде прямоугольников с диагоналями. Такая форма представления схемы системы позволяет в обоб-

щенном виде подразделить системы на подсистемы, а также характеризовать связи между ними. Связь между отдельными участками сложной системы определяется *узлами примыкания* и *ветвями* ее схемы замещения (рис. 3-1, *а*).

Пусть в условиях рассматриваемой системы эквивалентирование заключается в получении упрощенной модели преобразуемой подсистемы *I*, содержащей одну генераторную станцию и, следовательно, заменяющей $k+1$, $k+2$, ..., n реальных станций этой подсистемы. Такую станцию в дальнейшем удобно называть *эквивалентной*. На рис. 3-1, *б* показана условная схема системы, в которую включена упрощенная модель преобразуемой подсистемы *I*.

Упрощенная модель должна удовлетворять некоторым требованиям, называемым *критериями эквивалентности*. Число таких критериев и их конкретное содержание зависят от решаемой задачи. Однако во всех случаях один из критериев должен заключаться в тождественности характеристик режима (р) ветвей и узлов примыкания в исходной и преобразованной (э) схемах замещения системы в исходном установившемся (0) режиме. Этот критерий, определяющий необходимые условия эквивалентирования, может быть записан в следующей обобщенной матричной форме:

$$\left.\begin{aligned}\dot{\mathbf{U}}_{\text{ур}0} &= \dot{\mathbf{U}}^{\text{э}}_{\text{ур}0};\\ \dot{\mathbf{S}}_{m0} &= \dot{\mathbf{S}}^{\text{э}}_{m0},\end{aligned}\right\} \tag{3-1}$$

где $\dot{\mathbf{U}}$ и $\dot{\mathbf{S}}$ — столбцовые матрицы комплексных значений напряжения и полной мощности в узлах (у) и ветвях (m) примыкания.

Удовлетворение условий (3-1) обеспечивает неизменность режима непреобразуемой подсистемы *II* после замены подсистемы *I* ее упрощенной моделью.

Целью расчетов электрических систем является определение параметров установившихся режимов, а также оценка изменений этих параметров при возникновении в ней переходных процессов. Установившиеся режимы при этом можно рассматривать как граничные режимы — либо исходные, либо результирующие, между которыми происходят переходные процессы.

Будем рассматривать также переходные процессы, которые вызваны изменением э. д. с. электрических станций по величине и фазе. Последняя характеризуется углом δ, определяющим положение оси роторов генераторов электростанций относительно синхронно вращающейся оси отсчета. Изменение этого угла для каждой i-й станции определяется известным уравнением

$$T_{Ji}\, d^2\delta_i/dt^2 = P_{\text{т}i} - P_{\text{эл}\,i}, \tag{3-2}$$

где T_J — постоянная инерции агрегата «турбина — генератор», $P_{\text{т}}$ — мощность, развиваемая турбиной; $P_{\text{эл}}$ — мощность, которую генератор отдает в сеть.

Уравнения (3-2) справедливы как для электростанций преобразуемой подсистемы, так и для эквивалентного генератора. С учетом обо-

значений, принятых на рис. 3-1 для преобразуемой подсистемы, уравнение (3-2) может быть записано в виде

$$T_{Jj}\, d^2\delta_j/dt^2 = P_{\text{т}j} - P_{\text{эл}\,j} \tag{3-3}$$
$$(j = k+1, k+2, \ldots, n);$$

для эквивалентной станции справедливо выражение

$$T_{J\text{э}}\, d^2\delta_{\text{э}}/dt^2 = P_{\text{т. э}} - P_{\text{эл. э}}. \tag{3-4}$$

Угол $\delta_{\text{э}}$ зависит от углов δ_j, которые составляют столбцовую матрицу.

$$\boldsymbol{\delta}_j = \left\| \begin{matrix} \delta_{k+1} \\ \delta_{k+2} \\ \ldots \\ \delta_n \end{matrix} \right\|.$$

Пусть в некотором исходном установившемся режиме диагональная неособенная матрица $\mathbf{C}_{\text{э. д}}$ определяет связь между столбцовой матрицей $\boldsymbol{\delta}_{j0}$ и столбцовой матрицей $\boldsymbol{\delta}_{\text{э}0}$, состоящей из $n-k$ равных элементов $\delta_{\text{э}}$, причем

$$\left\| \begin{matrix} \dot{C}_{k+1} & & & \\ & \dot{C}_{k+2} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \dot{C}_n \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \delta_{\text{э}0} \\ \delta_{\text{э}0} \\ \vdots \\ \delta_{\text{э}0} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \delta_{k+1,\,0} \\ \delta_{k+2,\,0} \\ \vdots \\ \delta_{n0} \end{matrix} \right\|,$$

или, при сокращенной форме записи,

$$\dot{\mathbf{C}}_{\text{э. д}}\, \boldsymbol{\delta}_{\text{э}0} = \boldsymbol{\delta}_{j0}. \tag{3-5}$$

Из (3-5) следует, что

$$\boldsymbol{\delta}_{\text{э}\,0} = \mathbf{C}^{-1}_{\text{э.д}}\, \boldsymbol{\delta}_{j\,0}. \tag{3-5а}$$

В переходном процессе

$$\delta_{\text{э}} = \delta_{\text{э}\,0} + \delta_{\text{э}}(t); \quad \boldsymbol{\delta}_j = \boldsymbol{\delta}_{j\,0} + \| \delta_j(t) \|$$

и, следовательно, в соответствии с (3-5а)

$$\boldsymbol{\delta}_{\text{э}\,0} + \| \delta_{\text{э}}(t) \| = \dot{\mathbf{C}}^{-1}_{\text{э. д}}\, \boldsymbol{\delta}_{j\,0} + \| \delta_j(t) \|. \tag{3-6}$$

В последнем выражении левая часть представлена столбцовыми матрицами с одинаковыми элементами. Правая часть выражения (3-6) представлена также столбцовыми матрицами, элементами которых служат разные выражения функции времени $\delta_j(t)$ ($j = k+1, k+2, \ldots, n$). В этих условиях равенства (3-6) могут иметь место только при

$$\delta_{k+1}(t) = \delta_{k+2}(t) \ldots = \delta_n(t),$$

т. е. в том случае, когда движения всех станций преобразуемой подсистемы тождественны, причем изменение углов δ этих станций характеризуется уравнением

$$\delta_j = \delta_{j\,0} + \delta\,(t), \tag{3-7}$$

где δ (t) — функция, общая для всех станций преобразуемой подсистемы.

В частном случае установившегося режима при δ $(t) = 0$ справедливо уравнение (3-5а), которое показывает, что всегда имеется принципиальная возможность представления угла эквивалентной станции через углы станций преобразуемой подсистемы. Следовательно, при удовлетворении условий идентичности режима в исходной и преобразуемой схемах эквивалентирование применительно к расчетам установившихся режимов возможно.

В настоящее время разработано несколько практических методов решения этой задачи при различных способах представления нагрузки в расчетных схемах и учета взаимной связи элементов и их параметров. При эквивалентировании электрических систем при расчетах переходных процессов задача существенно усложняется. В этом случае переход от углов станции преобразуемой системы к углу эквивалентной станции при помощи того же линейного преобразования, которое справедливо для исходного установившегося режима, принципиально возможен лишь в частном случае, в котором удовлетворяется условие (3-7). В общем же случае эквивалентирование является нестрогой операцией, обусловливающей ту или иную погрешность.

Следует также иметь в виду, что специфика эквивалентирования заключается в определении эквивалентных параметров преобразуемой системы для расчета изменяющегося во времени режима. Эквивалентные параметры находятся по данным исходного установившегося режима до того, как будет выполнен собственно расчет переходного процесса. В противном случае эквивалентирование теряет смысл, поскольку основная задача, применительно к которой предлагается осуществить эквивалентирование, оказывается уже решенной.

Переходные процессы в электрических системах приходится анализировать при больших и малых возмущениях режима. В первом случае анализ ведется на основе решений уравнений вынужденных нелинейных колебаний системы; во втором случае, как правило, анализируются уравнения свободных линейных колебаний. Соответственно меняются и методы эквивалентирования, однако отмеченные принципиальные особенности решения, обусловленные изменениями параметров режима в переходных процессах, в равной степени определяют специфику эквивалентирования в обоих случаях.

Среди задач, при решении которых зачастую целесообразно эквивалентирование электрических систем, особое место занимают расчеты статических характеристик, определяющих предельные значения передаваемой мощности. Иногда такие расчеты, не совсем точно, называют *расчетами режимов, предельных по статической устойчивости*, или просто расчетами *предельных режимов*. При этом рассчитывается последовательность установившихся режимов, каждый из которых отве-

чает определенной величине передаваемой мощности в исследуемых элементах системы. Следовательно, при эквивалентировании, осуществляемом по данным исходного режима, приходится учитывать последующие изменения параметров режима, т. е. решать задачу в условиях, аналогичных тем, которые принимаются во внимание при расчетах переходных процессов. Однако методика эквивалентирования должна быть ориентирована на расчеты установившихся режимов.

Выделенные четыре задачи — расчеты нормальных режимов, анализ переходных процессов при больших возмущениях режима, исследование свободных колебаний системы и расчеты предельных режимов — удобно принять за основные классификационные группы, объединяющие многочисленные методы эквивалентирования, предложенные и разработанные к настоящему времени. Часть из них изложена в последующих параграфах данной главы.

§ 3-2. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ БЕЗ ОБЪЕДИНЕНИЯ ВЕТВЕЙ ГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШИХСЯ РАБОЧИХ РЕЖИМОВ

Предварительное упрощение схемы замещения сложной электрической системы во многих случаях позволяет существенно облегчить расчеты рабочих режимов. Обычно при расчетах нормальных режимов системы генераторы не входят в схему замещения, которая при этом включает узлы, отвечающие шинам генераторного напряжения, но не содержит реактивных сопротивлений и э. д. с. генераторов. В этом случае э. д. с. в ветвях схемы замещения могут определяться лишь различием в коэффициентах трансформации трансформаторов, входящих в замкнутые контуры. Часто для получения упрощенной расчетной схемы в таких условиях нет необходимости в уменьшении числа источников э. д. с. в схеме замещения. Требуемое упрощение при этом может быть достигнуто уменьшением числа узлов в исходной схеме замещения системы. Критерием эквивалентности при таком подходе должно служить сохранение неизменными значений напряжений в узлах при преобразовании в исходной и упрощенной схемах, а также неизменность суммы задающих токов.

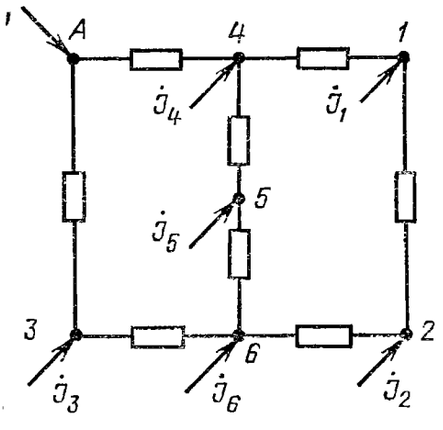


Рис. 3-2

На рис. 3-2 показана схема замещения системы, на примере которой удобно пояснить существо одного из методов эквивалентирования путем уменьшения числа узлов. Пусть эта схема не содержит э. д. с. в ветвях и активными параметрами схемы являются лишь задающие токи в узлах. В этих условиях требуется исключить из схемы узлы *4*, *5* и *6* таким образом, чтобы параметры преобразованной схемы и задающие токи в ее узлах *1*, *2* и *3* определяли бы те же напряжения, что и

в узлах исходной схемы (содержащей шесть узлов), принимая за базисный и балансирующий узлы узел A.

В общем случае в исходной схеме может быть произвольное число узлов m, из которых n независимых узлов устраняется при преобразовании. Нумерацию этих узлов целесообразно выполнять в той последовательности, которая принята на рис. 3-2. При этом вначале присваиваются номера остающимся после преобразования узлам, затем последующими номерами отмечаются узлы, исключаемые из схемы при эквивалентировании.

Тогда столбцовую матрицу задающих токов исходной схемы можно разбить на две подматрицы: $\dot{\mathbf{J}}_a$ и $\dot{\mathbf{J}}_b$, принимая

$$\dot{\mathbf{J}} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_a \\ \dot{\mathbf{J}}_b \end{matrix} \right\|, \tag{3-8}$$

где $\dot{\mathbf{J}}_a$ — подматрица, включающая задающие токи узлов, остающихся в преобразованной схеме; $\dot{\mathbf{J}}_b$ — подматрица задающих токов исключаемых узлов.

Применительно к условиям, сформулированным для схемы, приведенной на рис. 3-2,

$$\dot{\mathbf{J}}_a = \left\| \begin{matrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \end{matrix} \right\}; \quad \dot{\mathbf{J}}_b = \left\| \begin{matrix} \dot{J}_4 \\ \dot{J}_5 \\ \dot{J}_6 \end{matrix} \right\}.$$

Аналогично может быть представлена и матрица падений напряжения между базисным узлом и остальными узлами исходной схемы:

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} \end{matrix} \right\|. \tag{3-9}$$

При отсутствии э. д. с. в ветвях для схемы справедливо узловое уравнение [Л. 4, § 5-5, стр. 219]

$$\dot{\mathbf{Y}}_y \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{J}}, \tag{3-10}$$

или, учитывая (3-8) и (3-9), а также разбивая матрицу $\dot{\mathbf{Y}}_y$ на клетки, можно записать

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{aa} & \dot{\mathbf{Y}}_{ab} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ba} & \dot{\mathbf{Y}}_{bb} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_a \\ \dot{\mathbf{J}}_b \end{matrix} \right\|. \tag{3-10а}$$

Для схемы, приведенной на рис. 3-2, последнее уравнение в раскрытой форме имеет вид

$$\left\| \begin{matrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Y}_{42} & \dot{Y}_{43} \\ \dot{Y}_{51} & \dot{Y}_{52} & \dot{Y}_{53} \\ \dot{Y}_{61} & \dot{Y}_{62} & \dot{Y}_{63} \end{matrix} \right| \left| \begin{matrix} \dot{Y}_{14} & \dot{Y}_{15} & \dot{Y}_{16} \\ \dot{Y}_{24} & \dot{Y}_{25} & \dot{Y}_{26} \\ \dot{Y}_{34} & \dot{Y}_{35} & \dot{Y}_{36} \\ \dot{Y}_{44} & \dot{Y}_{45} & \dot{Y}_{46} \\ \dot{Y}_{54} & \dot{Y}_{55} & \dot{Y}_{56} \\ \dot{Y}_{64} & \dot{Y}_{65} & \dot{Y}_{66} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{U}_{\Delta 1} \\ \dot{U}_{\Delta 2} \\ \dot{U}_{\Delta 3} \\ \dot{U}_{\Delta 4} \\ \dot{U}_{\Delta 5} \\ \dot{U}_{\Delta 6} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \\ \dot{J}_4 \\ \dot{J}_5 \\ \dot{J}_6 \end{matrix} \right\|. \tag{3-11}$$

В выражении (3-11) штриховыми линиями отмечены подматрицы, отвечающие неизменным и исключаемым узлам исходной схемы.

Сопоставляя матричные уравнения (3-10а) и (3-11), нетрудно установить, что элементами квадратных подматриц $\dot{\mathbf{Y}}_{aa}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{bb}$ являются собственные и взаимные узловые проводимости соответственно узлов, остающихся в схеме при эквивалентировании, и узлов, исключаемых из схемы. Прямоугольные подматрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{ab}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{ba}$ являются взаимно транспонированными:

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ba} = \mathbf{Y}_{abt}.$$

Элементами этих матриц являются взаимные узловые проводимости между остающимися и исключаемыми узлами исходной схемы.

В соответствии с правилом умножения клеточных матриц из (3-10а) можно получить

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{aa} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{Y}}_{ab} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ba} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{Y}}_{bb} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_a \\ \dot{\mathbf{J}}_b \end{matrix} \right\|,$$

или

$$\left. \begin{aligned} \dot{\mathbf{Y}}_{aa} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{Y}}_{ab} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} &= \dot{\mathbf{J}}_a; \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ba} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{Y}}_{bb} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} &= \dot{\mathbf{J}}_b. \end{aligned} \right\} \tag{3-12}$$

Получена система матричных уравнений, неизвестными в которой являются матрицы $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta a}$ и $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta b}$. Умножим правую и левую части второго уравнения системы (3-12) на матрицу $\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1}$, которая может быть найдена по известной матрице $\mathbf{Y}_{bb}$, поскольку последняя является квадратной. При этом получаем

$$\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ba} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} = \dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{J}}_b,$$

откуда

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta b} = \dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{J}}_b - \dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ba} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a}. \tag{3-13}$$

Подставляя (3-13) в первое уравнение системы (3-12), найдем

$$\dot{\mathbf{Y}}_{aa} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} + \dot{\mathbf{Y}}_{ab} \left(\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{J}}_b - \dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ba} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} \right) = \dot{\mathbf{J}}_a,$$

откуда

$$\left(\dot{\mathbf{Y}}_{aa} - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1}\,\dot{\mathbf{Y}}_{ba}\right)\dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} = \dot{\mathbf{J}}_a - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}}_b$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}'_{\text{у}}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta a} = \dot{\mathbf{J}}'_a. \qquad (3\text{-}14)$$

Получено узловое уравнение для преобразованной схемы с меньшим, нежели в исходной схеме, числом узлов. Здесь элементами матрицы узловых проводимостей

$$\dot{\mathbf{Y}}'_{\text{у}} = \dot{\mathbf{Y}}_{aa} - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1}\,\dot{\mathbf{Y}}_{ba} \qquad (3\text{-}15)$$

являются собственные и взаимные узловые проводимости между узлами, сохранившимися после преобразования. Нетрудно видеть, что эти проводимости отличаются от аналогичных величин в исходной схеме, где они определяли матрицу $\dot{\mathbf{Y}}_{aa}$.

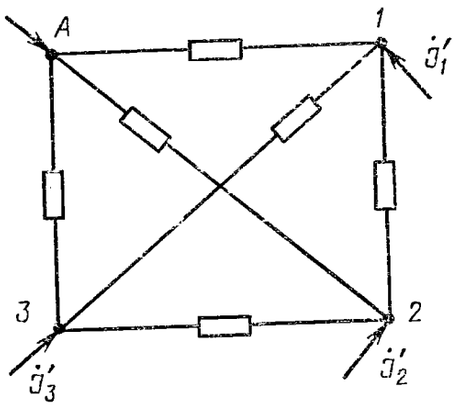


Рис. 3-3

Матрица

$$\dot{\mathbf{J}}'_a = \dot{\mathbf{J}}_a - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}}_b \qquad (3\text{-}16)$$

определяет новые значения задающих токов в узлах преобразованной схемы, сохранившихся после эквивалентирования.

Уравнению (3-14) соответствует упрощенная схема замещения системы. Применительно к рассматриваемому примеру (см. рис. 3-2) эта схема показана на рис. 3-3.

Примем теперь, что преобразуемая схема помимо задающих токов в узлах содержит также и э. д. с. в нескольких ветвях. В этом случае справедливо узловое уравнение

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}} \qquad (3\text{-}17)$$

или

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}\,\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}}. \qquad (3\text{-}17\text{а})$$

Уравнение (3-17а) показывает, что влияние э. д. с. $\dot{\mathbf{E}}$ на матрицу падений напряжения $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ может быть отражено в схеме соответствующим изменением задающих токов. Следовательно, если предварительно найти скорректированные задающие токи $\dot{\mathbf{J}}'$, определяющие те же падения напряжения $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$, что и при совместном действии исходных задающих токов $\dot{\mathbf{J}}$ и э. д. с. $\dot{\mathbf{E}}$, то э. д. с. могут быть при дальнейших расчетах из схемы исключены. Матрица токов $\dot{\mathbf{J}}'$ может быть найдена из уравнения

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}}' = \dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}\,\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}}, \qquad (3\text{-}18)$$

следующего из (3-17а).

В соответствии с (3-18)

$$\dot{\mathbf{J}}' = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}}. \qquad (3\text{-}19)$$

Введение в расчетную схему задающих токов, определяемых матрицей $\mathbf{J}'$, позволяет выполнить эквивалентирование путем исключения узлов с использованием выражений (3-15) и (3-16), т. е. так же, как и при отсутствии э. д. с. в ветвях схемы.

Как следует из (3-15) и (3-16), определение эквивалентных параметров схемы замещения системы и ее эквивалентных задающих токов требует выполнения операций по обращению квадратной матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{bb}$. При большом числе исключаемых узлов обращаемая матрица может иметь достаточно высокий порядок, что в ряде случаев затрудняет решение задачи. Для преодоления возникающих при этом трудностей используют прием последовательного исключения узлов, причем вначале исключают узел, которому при составлении схемы замещения присваивается наибольший номер (n).

В этом случае матрица $\dot{\mathbf{Y}}_{bb}$ состоит только из одного элемента — собственной узловой проводимости исключаемого узла $\dot{\mathbf{Y}}_{nn}$, в чем нетрудно убедиться на примере схемы, показанной на рис. 3-2. Для этой схемы $n = 6$ и, как следует из записанного для нее узлового уравнения (3-11), $\dot{\mathbf{Y}}_{bb} = \dot{\mathbf{Y}}_{66}$. Для такой матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{bb}^{-1} = 1/\dot{\mathbf{Y}}_{nn}$. Поэтому для схемы с $(n - 1)$ узлами, получающейся после исключения узла n, в соответствии с (3-15) и (3-16)

$$\dot{\mathbf{Y}}'_{\text{у}} = \dot{\mathbf{Y}}_{aa} - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,(1/\dot{Y}_{nn})\,\dot{\mathbf{Y}}_{ba}; \qquad (3\text{-}20)$$

$$\dot{\mathbf{J}}'_a = \dot{\mathbf{J}}_a - \dot{\mathbf{Y}}_{ab}\,\dot{\mathbf{J}}_n/\dot{Y}_{nn}. \qquad (3\text{-}21)$$

Расчеты по формулам (3-20) и (3-21) не представляют затруднений, поскольку они не требуют обращения матриц.

После определения новых значений задающих токов и узловых проводимостей, изменяющихся вследствие исключения узла n, из схемы исключается $(n - 1)$-й узел. При этом расчеты выполняются по формулам, аналогичным (3-20) и (3-21) с заменой индексов n и nn на $(n - 1)$ и $(n - 1)$ $(n - 1)$. В дальнейшем расчеты повторяются по тому же алгоритму до тех пор, пока из схемы замещения не будут исключены все намеченные узлы.

Потери полной мощности в каждой ветви трехфазной системы могут быть найдены при известных токе $\dot{I}_i$ в соответствующей ветви схемы замещения системы и падении напряжения $\dot{U}_{\text{в}i}$ на этой ветви

$$\Delta\dot{S}_i = 3\hat{I}_i\,\dot{U}_{\text{в}i} = 3\hat{I}_i\,\dot{Z}_i\,\dot{I}_i.$$

При n ветвях в схеме замещения суммарные потери мощности в системе

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n}\Delta\dot{S}_i = 3\sum_{i=1}^{n}\hat{I}_i\,\dot{Z}_i\,\dot{I}_i,$$

или, в матричной форме,

$$\dot{\mathbf{S}}_{\Delta\Sigma} = 3\hat{\dot{\mathbf{I}}}_t \dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}},$$

где $\hat{\dot{\mathbf{I}}}_t$ — строчная матрица сопряженных комплексных значений токов в ветвях.

Примем во внимание следующие известные соотношения*

$$\left.\begin{aligned} &\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{U}}_в = \mathbf{M}_t' \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \mathbf{M}_t' \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}}; \\ &\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{J}}. \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}21)$$

На основании последнего уравнения можно получить

$$\mathbf{M}_t \dot{\mathbf{I}}_t = \dot{\mathbf{J}}_t. \qquad (3\text{-}22)$$

С учетом (3-21) и (3-22) уравнение для $\dot{\mathbf{S}}_{\Delta\Sigma}$ при совмещении базисного и балансирующего узлов ($\mathbf{M}_t = \mathbf{M}_t'$) можно записать в общей форме

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_\Sigma = 3\hat{\dot{\mathbf{I}}}_t \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}} = 3\hat{\dot{\mathbf{J}}}_t \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}}, \qquad (3\text{-}23)$$

где $\dot{\mathbf{Z}}$ — матрица узловых сопротивлений.

В исходной непреобразованной схеме потери мощности определяются выражением (3-23). В преобразованной схеме (после исключения узлов)

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma a} = 3\hat{\dot{\mathbf{J}}}_{at}' \dot{\mathbf{Z}}' \dot{\mathbf{J}}_a' = 3\hat{\dot{\mathbf{J}}}_{at} \left(\dot{\mathbf{Y}}_у'\right)^{-1} \dot{\mathbf{J}}_a'.$$

Очевидно, что нет оснований считать $\Delta\dot{\mathbf{S}}_\Sigma = \Delta\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma a}$, поскольку такое условие не принималось при определении задающих токов преобразованной схемы $\dot{\mathbf{J}}_a'$ и ее узловых проводимостей $\mathbf{Y}_у'$. Поэтому можно принять, что

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_\Sigma = \Delta\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma a} + \dot{S}_\Delta,$$

где $\dot{S}_\Delta$ — некоторая величина комплексной мощности, добавление которой к потерям мощности в эквивалентной схеме от задающих токов $\dot{\mathbf{J}}_a'$ позволяет уравнять их с потерями мощности в исходной схеме.

Потери $\dot{S}_\Delta$ должны быть отнесены к ветвям, от проводимостей которых не зависит матрица $\dot{\mathbf{Y}}_у'$, поскольку сопротивление этих ветвей определяют потери $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma a}$. Необходимого значения $\dot{S}_\Delta$ нельзя также добиться за счет вариации задающих токов, так как матрица этих токов $\dot{\mathbf{J}}_a'$ отвечает принятому критерию эквивалентности, который заключается в требовании неизменности напряжений сохраняемых узлов. Поэтому матрица $\dot{\mathbf{J}}_a'$, найденная в соответствии с (3-16), не может быть изменена. Для получения необходимой величины $\dot{S}_\Delta$ следует ввести сопротивления в цепи задающих токов всех сохраняемых узлов (рис. 3-4, *а*). При этом суммарный ток такого узла может быть разделен на две части, из которых одна характеризует задающий ток до выполнения преобразований, а вторая дополняет этот ток до значения, отвечающего выражению (3-16). Такой подход позволяет найти в каждом узле некоторые дополнительные потери

$$\Delta\dot{S}_i = 3\hat{\dot{J}}_{эi} \dot{Z}_i \dot{J}_{эi} = 3\hat{\dot{J}}_{эi} \dot{U}_i = -3\hat{\dot{J}}_{эi} \dot{E}_i,$$

где

$$\dot{E}_i = -\dot{U}_i.$$

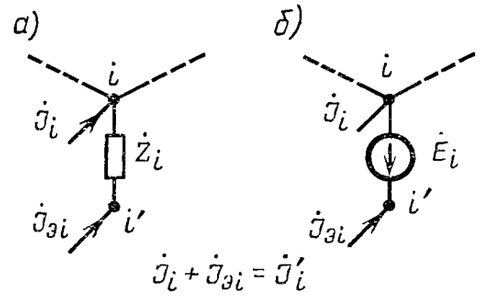


Рис. 3-4

Соответствующим подбором сопротивлений $\dot{Z}_i$ или э. д. с. $\dot{E}_i$ принципиально возможно получить в эквивалентной схеме те же потери мощности, которые имеются в исходной схеме.

На рис. 3-4, *б* показана часть схемы замещения, в которую включен источник дополнительной э. д. с. $\dot{E}_э$, оказывающий на изменение потерь мощности такое же влияние, как и сопротивление в схеме, представленной на рис. 3-4, *а*.

§ 3-3. КРИТЕРИИ ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ ВЕТВЕЙ ГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

Известно, что преобразования электрической цепи, связанные с объединением активных ветвей, не являются эквивалентными. Различие в исходной и преобразованной схемах заключается в мощностях, которые протекают в активных ветвях до и после объединения.

В условиях электрической системы объединение активных цепей означает замену генераторных станций в схеме замещения одной или несколькими станциями, число которых меньше числа генераторных станций в исходной схеме. Во многих случаях при таких преобразованиях необходимо сохранить значение суммарной мощности объединяемых станций. Выполнение упрощающих преобразований при удовлетворении этого требования, в сущности, и составляет основную специфику эквивалентирования электрических систем. Соответствующие преобразования должны осуществляться по единому алгоритму, причем в преобразуемую подсистему должны включаться лишь те станции, для которых соблюдается (с тем или иным приближением) критерий (3-7).

Установим критерии эквивалентности преобразования в рассматриваемых условиях. Применительно к частному случаю, когда рассматривается связь преобразуемой и непреобразуемой подсистем одной ветвью примыкания, эти критерии были получены в [Л.4, § 4-9]. Поэтому ниже задача решается в общем виде для систем с произвольным числом ветвей примыкания.

Будем считать, что параметры схемы замещения непреобразуемой части системы имеют одни и те же значения как в исходной системе, так и в ее эквивалентной модели. Следовательно, в этих двух случаях,

---

* Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы. т. II. Электрические сети, § 5-3.

обобщенные параметры непреобразуемой подсистемы также являются тождественными величинами. В частности, для этой подсистемы

$$\dot{\mathbf{Y}}^{l}_{ij} = \dot{\mathbf{Y}}^{i,э}_{ij}, \tag{3-24а}$$

где $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$ — матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей непреобразуемой части системы.

Аналогично запишем

$$\dot{\mathbf{D}}^{i}_{ij} = \dot{\mathbf{D}}^{i,э}_{ij}, \tag{3-24б}$$

где $\dot{\mathbf{D}}_{ij}$ — матрица комплексных коэффициентов распределения напряжения для узлов этой подсистемы; надстрочным индексом «*i*» в (3-24а) и (3-24 б), а также в последующих формулах отмечены величины, относящиеся к непреобразуемой подсистеме.

Примем, что все нагрузки системы в схеме замещения представлены неизменными сопротивлениями. При этом режим исходной системы может быть полностью определен комплексными значениями э. д. с. генераторных станций, причем для любой *l*-й ветви схемы исходной системы

$$\dot{I}_l = -\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq l}}^{k} \dot{E}_i \dot{Y}_{li} + \dot{E}_l \dot{Y}_{ll}, \tag{3-25}$$

а для любого *p*-го узла этой схемы

$$\dot{U}_p = \sum_{i=1}^{n} \dot{E}_i D_{pi}. \tag{3-26}$$

В матричной форме выражения (3-25) и (3-26) принимают вид

$$\dot{\mathbf{I}}_l = \dot{\mathbf{Y}}_{l,\ i+j}\dot{\mathbf{E}}_{i+j} = \|\dot{\mathbf{Y}}_{li}\ \dot{\mathbf{Y}}_{lj}\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_i \\ \dot{\mathbf{E}}_j \end{matrix} \right\|; \tag{3-27}$$

$$\dot{\mathbf{U}}_p = \dot{\mathbf{D}}_{p,\ i+j}\,\dot{\mathbf{E}}_{i+j} = \|\,\dot{\mathbf{D}}_{pi}\,\dot{\mathbf{D}}_{pj}\,\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_i \\ \dot{\mathbf{E}}_j \end{matrix} \right\|, \tag{3-28}$$

где $\dot{\mathbf{E}}_i$ и $\dot{\mathbf{E}}_j$ — столбцовые матрицы э. д. с. генераторных станций соответственно непреобразуемой и преобразуемой подсистем.

Матричное выражение (3-28) определяет напряжения во всех узлах схемы, в том числе и напряжения в узлах примыкания, составляющие матрицу $\dot{\mathbf{U}}_m$. Поэтому в любом установившемся режиме при известных матрицах коэффициентов распределения и э. д. с. генераторных станций напряжения в узлах примыкания могут считаться заданными комплексными величинами.

В этом случае матрицы $\dot{\mathbf{I}}_l$ и $\dot{\mathbf{U}}_p$ могут быть выражены через известные напряжения в узлах примыкания и э. д. с. генераторных станций.

Тогда для непреобразуемой подсистемы

$$\dot{\mathbf{I}}^{i}_{l} = \|\dot{\mathbf{Y}}^{i}_{li}\ \dot{\mathbf{Y}}^{i}_{lm}\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_i \\ \dot{\mathbf{U}}_m \end{matrix} \right\|; \tag{3-29}$$

$$\dot{\mathbf{U}}^{i}_{p} = \|\,\dot{\mathbf{D}}^{i}_{pi}\,\dot{\mathbf{D}}^{i}_{pm}\,\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_i \\ \dot{\mathbf{U}}_m \end{matrix} \right\|, \tag{3-30}$$

а для преобразуемой подсистемы

$$\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l} = \|\,\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{li}\ \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{lm}\,\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_j \\ \dot{\mathbf{U}}_m \end{matrix} \right\|. \tag{3-31}$$

В (3-31) и в последующих выражениях надстрочным индексом «*j*» отмечены токи и проводимости ветвей преобразуемой подсистемы.

Если из ветвей преобразуемой подсистемы в отдельную группу выделить ветви примыкания, то токи в них ($\dot{\mathbf{I}}^{j}_{m}$) и токи в остальных ветвях ($\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m}$) этой подсистемы можно в соответствии с (3-31) найти из выражения

$$\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m} \\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,\,j} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{p-m,\,m} \\ \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_j \\ \dot{\mathbf{U}}_m \end{matrix} \right\|. \tag{3-31а}$$

При соблюдении требований (3-24) уравнения (3-29) и (3-30) не могут быть использованы для определения эквивалентных параметров преобразуемой подсистемы, поскольку от этих параметров не зависят матрицы $\dot{\mathbf{Y}}^{i}_{ij}$ и $\mathbf{D}^{i}_{ij}$. Для этой цели может служить только уравнение (3-31).

После преобразования число ветвей в преобразуемой подсистеме схемы уменьшается, однако число ветвей примыкания остается неизменным. Практический интерес при расчете преобразуемой схемы представляет режим ветви эквивалентной станции, а также режим ветвей примыкания. Матрица токов в этих ветвях

$$\dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{l} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{э} \\ \dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{m} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{ээ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{эm} \\ \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_э \\ \dot{\mathbf{U}}_m \end{matrix} \right\|. \tag{3-32}$$

Второе условие (3-1) при данных напряжениях $\dot{\mathbf{U}}_m$ сводится к требованию

$$\dot{\mathbf{I}}^{j}_{m} = \dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{m}, \tag{3-33}$$

в соответствии с которым из (3-31) и (3-32) можно получить

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_j + \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm}\,\dot{\mathbf{U}}_m = \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ}\,\dot{\mathbf{E}}_э + \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm}\,\dot{\mathbf{U}}_m. \tag{3-34}$$

Эквивалентные параметры преобразуемой подсистемы не должны зависеть от напряжений в узлах примыкания в исходном режиме. Это требование, как следует из (3-34), может быть удовлетворено, если для ветвей примыкания

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm} = \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm}. \tag{3-35}$$

Равенство (3-35) означает, что эквивалентные параметры схемы преобразуемой подсистемы должны определяться при непременном, наперед принятом, условии о равенстве собственных и взаимных проводимостей ветвей примыкания схемы преобразуемой подсистемы до и после преобразования.

При выполнении требований (3-35) и (3-34)

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_{j} = \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ}\,\dot{\mathbf{E}}_{э}, \tag{3-36}$$

где $\dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э}$ — диагональная матрица.

Выражения (3-35) и (3-36) характеризуют условия, при удовлетворении которых режимы ветвей и узлов примыкания в исходной и преобразованной схемах тождественны. Следовательно, эти выражения являются критериями эквивалентности преобразования.

Полученные критерии определяют эквивалентность исходной и преобразованной схем по условию неизменности параметров начального установившегося режима на одной из границ преобразуемой подсистемы — в ветвях и узлах примыкания. Проанализируем теперь, в какой мере удовлетворение этих критериев обеспечивает тождественность режимов в элементах системы при тех или иных изменениях режимов системы.

Пусть в исходной системе э. д. с. всех станций получают приращения, причем в преобразуемой подсистеме

$$\dot{E}_j = E_{j0} + \dot{E}_{j\Delta},$$

а в непреобразуемой

$$\dot{E}_i = \dot{E}_{i0} + \dot{E}_{i\Delta}.$$

При этом напряжения в узлах примыкания

$$\dot{U}_m = \dot{U}_{m0} + \dot{U}_{m\Delta},$$

а матрица токов в ветвях схемы преобразуемой подсистемы

$$\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l} = \dot{\mathbf{I}}^{j}_{l0} + \dot{\mathbf{I}}^{j}_{l\Delta} = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m,0}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m0}\end{matrix}\right\| + \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m,\Delta}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m\Delta}\end{matrix}\right\|,$$

причем выражение (3-31) может быть представлено следующим образом:

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m,0}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m0}\end{matrix}\right\| + \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m,\Delta}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,j} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,m}\\ \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{E}}_{j0} + \dot{\mathbf{E}}_{j\Delta}\\ \dot{\mathbf{U}}_{m0} + \dot{\mathbf{U}}_{m\Delta}\end{matrix}\right\|. \tag{3-37}$$

Тогда (3-32) записывается в виде

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{э0}\\ \dot{\mathbf{I}}_{m0}\end{matrix}\right\| + \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{lэ\Delta}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{m\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{ээ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{эm}\\ \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{E}}_{э0} + \dot{\mathbf{E}}_{э\Delta}\\ \dot{\mathbf{U}}_{m0} + \dot{\mathbf{U}}_{m\Delta}\end{matrix}\right\|. \tag{3-38}$$

Из (3-37) и (3-38) при учете (3-34) соответственно следует

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m,\Delta}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,j} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,m}\\ \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj} & \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{E}}_{j\Delta}\\ \dot{\mathbf{U}}_{m\Delta}\end{matrix}\right\|;$$

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{lэ\Delta}\\ \dot{\mathbf{I}}^{j,э}_{m\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{ээ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{эm}\\ \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ} & \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta}\\ \dot{\mathbf{U}}_{m\Delta}\end{matrix}\right\|,$$

откуда в силу равенства $\dot{\mathbf{I}}^{j,\,э}_{m\Delta} = \dot{\mathbf{I}}^{j}_{m\Delta}$ для ветвей примыкания имеем

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_{j\Delta} + \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mm}\,\dot{\mathbf{U}}_{m\Delta} = \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ}\,\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta} + \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mm}\,\dot{\mathbf{U}}_{m\Delta}. \tag{3-39}$$

Последнее выражение с учетом (3-35) приводится к виду

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_{j\Delta} = \dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ}\,\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta}. \tag{3-40}$$

В выражениях (3-36) и (3-40) $\dot{\mathbf{E}}_{э}$ и $\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta}$ — столбцовые матрицы с равными элементами строк.

Поэтому в соответствии с обозначениями, принятыми на рис. 3-1, уравнение (3-40) можно представить в развернутой форме:

$$\left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{1,\,k+1} & \dot{Y}_{1,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{1n}\\ \dot{Y}_{2,\,k+1} & \dot{Y}_{2,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{2n}\\ \dots & \dots & \dots & \dots\\ \dot{Y}_{k,\,k+1} & \dot{Y}_{k,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{kn}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{E}_{k+1,\,\Delta}\\ \dot{E}_{k+2,\,\Delta}\\ \dots\\ \dot{E}_{n\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{1э} & & & \\ & \dot{Y}_{2э} & & \\ & & \dots & \\ & & & \dot{Y}_{kэ}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{E}_{э\Delta}\\ \dot{E}_{э\Delta}\\ \dots\\ \dot{E}_{э\Delta}\end{matrix}\right\|. \tag{3-40а}$$

Это же уравнение может быть представлено и при иной форме записи правой части:

$$\left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{1,\,k+1} & \dot{Y}_{1,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{1n}\\ \dot{Y}_{2,\,k+1} & \dot{Y}_{2,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{2n}\\ \dots & \dots & \dots & \dots\\ \dot{Y}_{k,\,k+1} & \dot{Y}_{k,\,k+2} & \dots & \dot{Y}_{kn}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{E}_{k+1,\,\Delta}\\ \dot{E}_{k+2,\,\Delta}\\ \dots\\ \dot{E}_{n\Delta}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{E}_{э\Delta} & & & \\ & \dot{E}_{э\Delta} & & \\ & & \dots & \\ & & & \dot{E}_{э\Delta}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{1э}\\ \dot{Y}_{2э}\\ \dots\\ \dot{Y}_{kэ}\end{matrix}\right\|, \tag{3-40б}$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{E}_{j\Delta} = \dot{\mathbf{E}}_{э\Delta д}\,\dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ,ст}, \tag{3-41}$$

где $\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta д}$ — диагональная матрица с элементами на главной диагонали, равными элементам строк столбцовой матрицы $\dot{\mathbf{E}}_{э\Delta}$; $\dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э.\,ст}$ — столбцовая матрица, элементы которой равны элементам соответствующих строк диагональной матрицы $\dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э}$.

Из уравнения (3-41) следует, что

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ,ст} = \dot{\mathbf{E}}^{-1}_{э\Delta д}\,\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_{j\Delta},$$

или, в силу равенства элементов матрицы $\dot{\mathbf{E}}^{-1}_{э\Delta д}$,

$$\dot{\mathbf{Y}}^{j,э}_{mэ,ст} = \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj} \left\|\frac{\dot{E}_{\Delta j}}{\dot{E}_{э\Delta}}\right\|. \tag{3-42}$$

Поскольку все элементы матрицы $\dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэ.\,ст}$ определяются при решении уравнения (3-36), эту матрицу в уравнении (3-42) следует считать заданной, следовательно, при заданной матрице $\dot{\mathbf{Y}}^{j}_{mj}$ уравнение (3-42) удовлетворяется только при

$$\left\| \frac{\dot{E}_{j\Delta}}{\dot{E}_{э\Delta}} \right\| = \text{const},$$

откуда

$$\dot{\mathbf{E}}_{j\Delta} = \text{const}. \qquad (3\text{-}43)$$

Следовательно, эквивалентные параметры схемы, найденные для заданного начального режима по критериям (3-35) и (3-36), определяют тождественность параметров измененного режима в исходной и преобразованной схемах, если приращения э. д. с. объединяемых станций равны между собой и, в частности, равны нулю.

Установим теперь критерий эквивалентности преобразования, удовлетворение которого обеспечивает равенство суммы мощностей объединяемых генераторных станций в преобразуемой подсистеме. Мощности эквивалентной станции в преобразованной системе:

$$\dot{S}_э = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{S}_j.$$

Из выражения (3-31) для каждой из ветвей преобразуемой части схемы

$$\dot{\mathbf{I}}^{j}_{l-m} = \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,\,j}\,\dot{\mathbf{E}}_j + \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{l-m,\,m}\,\dot{\mathbf{U}}_m,$$

в том числе для ветвей объединяемых генераторных станций

$$\dot{\mathbf{I}}_j = \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{jj}\,\dot{\mathbf{E}}_j + \dot{\mathbf{Y}}^{j}_{jm}\,\dot{\mathbf{U}}_m.$$

Полные мощности генераторных станций

$$\left\| \begin{matrix} \dot{S}_{k+1} \\ \dot{S}_{k+2} \\ \cdots \\ \dot{S}_n \end{matrix} \right\| = 3 \left\| \begin{matrix} \dot{E}_{k+1} & & & \\ & \dot{E}_{k+2} & & \\ & & \cdots & \\ & & & \dot{E}_n \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \hat{I}_{k+1} \\ \hat{I}_{k+2} \\ \cdots \\ \hat{I}_n \end{matrix} \right\|,$$

или

$$\dot{\mathbf{S}}_j = 3\dot{\mathbf{E}}_{j\text{д}}\left(\hat{\mathbf{Y}}^{j}_{jj}\,\hat{\mathbf{E}}_j + \hat{\mathbf{Y}}^{j}_{jm}\,\hat{\mathbf{U}}_m\right), \qquad (3\text{-}44)$$

где $\dot{\mathbf{E}}_{j\,\text{д}}$ — диагональная матрица э. д. с. объединяемых генераторных станций.

Для объединяемых станций на основании (3-44) можно также записать

$$\dot{S}_j = 3\dot{E}_j\left(\sum_{i=k+1}^{n} \hat{E}_j\,\hat{Y}_{ij} - \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\hat{Y}_{jp}\right) \qquad (3\text{-}44\text{а})$$

$$(j = k+1,\quad k+2,\ \ldots,\ n).$$

Для ветви эквивалентной станции из (3-32) следует, что

$$\dot{\mathbf{I}}^{j,\,э}_{э} = \dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{э.э}\,\dot{\mathbf{E}}_э + \dot{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{эm}\,\dot{\mathbf{U}}_m,$$

или

$$\dot{I}_э = \dot{E}_э\,\dot{Y}^{j,\,э}_{э.э} - \sum_{p=1}^{m} \dot{U}_p\,\dot{Y}^{j,\,э}_{эp},$$

откуда

$$\dot{S}_э = 3\dot{E}_э\left(\hat{E}_э\,\hat{Y}_{э.э} - \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\hat{Y}_{эp}\right), \qquad (3\text{-}45)$$

Условие равенства $\dot{S}_э = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{S}_j$ удовлетворяется при

$$\dot{E}_э\left(\hat{E}_э\,\hat{Y}_{э.э} - \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\hat{Y}_{эp}\right) = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j\left(\sum_{j=k+1}^{n} \hat{E}_i\,\hat{Y}_{ij} - \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\hat{Y}_{jp}\right).$$

Для реализации равенства независимо от величины и фазы напряжений в узлах примыкания необходимо соблюдение соотношений:

$$E^2_э\hat{Y}_{э.э} = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j \sum_{i=k+1}^{n} \hat{E}_i\,\hat{Y}_{ij}; \qquad (3\text{-}46)$$

$$\dot{E}_э \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\hat{Y}_{эp} = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\hat{Y}_{jp}. \qquad (3\text{-}47)$$

Уравнение (3-47) может быть переписано в другом виде:

$$\sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p\,\dot{E}_э\,\hat{Y}_{эp} = \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p \sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j\,\hat{Y}_{jp},$$

откуда, приравнивая члены при U_p, можно получить

$$\dot{E}_э\,\hat{Y}_{эp} = \sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j\,\hat{Y}_{jp} \quad (p = 1,\ 2,\ \ldots,\ m),$$

или в матричной форме

$$\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэ}\,\dot{\mathbf{E}}_э = \hat{\mathbf{Y}}^{I}_{mj}\,\dot{\mathbf{E}}_j. \qquad (3\text{-}48)$$

Выражения (3-46) и (3-48) должны рассматриваться как критерии эквивалентности преобразования, удовлетворение которых обеспечивает сохранение баланса мощности на границе преобразуемой подсистемы, проходящей через узлы включения э. д. с. объединяемых генераторных станций.

§ 3-4. МЕТОДИКА ТОЧНОГО ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ

При известных э. д. с. генераторных станций в преобразуемой подсистеме критерии эквивалентности преобразования, предусматривающего замену нескольких генераторных станций одной, определяются выражениями (3-35), (3-36), (3-46) и (3-48). При получении этих выражений не вводились какие-либо упрощающие допущения, поэтому соответствующие критерии вполне строго характеризуют

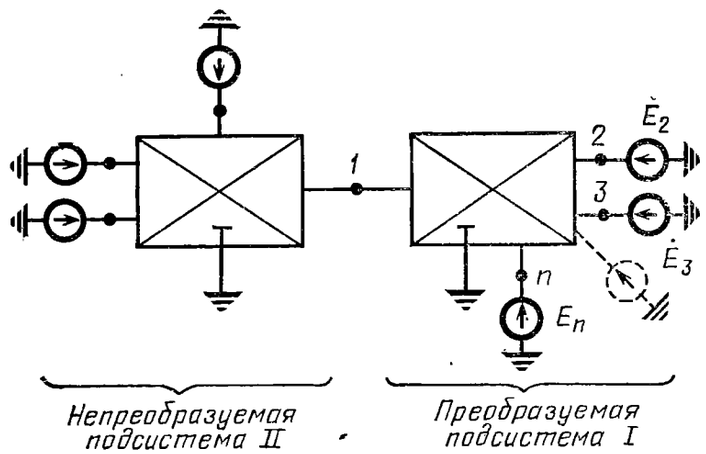


Рис. 3-5

необходимые и достаточные условия эквивалентности. Следовательно определение параметров преобразованной схемы замещения, а также параметров в соответствии с критериями (3-35), (3-36), (3-46) и (3-48) может быть названо *точным эквивалентированием*.

Эквивалентирование при одной ветви примыкания между преобразуемой и непреобразуемой подсистемами. На рис. 3-5 показана обобщенная схема системы, в которой выделены две подсистемы, связанные одной ветвью примыкания. Пусть преобразуемой подсистемой является подсистема *I*. При этом критерий эквивалентности (3-35) принимает вид

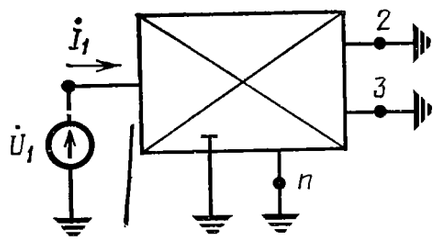


Рис. 3-6

$$\dot{Y}^{э}_{11} = \dot{Y}_{11}.$$

Это означает, что для собственной проводимости ветви примыкания в эквивалентной схеме должно быть принято то же значение, что и в исходной схеме замещения преобразуемой подсистемы. Это значение определяется по результатам расчета режима схемы замещения, в которой э. д. с. всех генераторных станций преобразуемой подсистемы принимаются равными нулю, а в узле примыкания поддерживается некоторое напряжение (рис. 3-6). В этом случае

$$\dot{Y}_{11} = \dot{I}_1/\dot{U}_1.$$

Критерий (3-37) применительно к рассматриваемой схеме запишется как

$$\dot{E}_э \dot{Y}_{1э} = \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j}. \qquad (3\text{-}49)$$

Здесь $\dot{E}_э$ и $\dot{Y}_{1э}$ — искомые параметры схемы замещения и ее режима; $\dot{E}_j$ — э. д. с. станций j, которые должны быть заменены одной эквивалентной; $\dot{Y}_{1j}$ — взаимные проводимости между ветвями станций j и ветвью примыкания.

Последние две величины находятся применительно к исходной схеме замещения преобразуемой подсистемы и при вычислении $\dot{E}_э$ и $\dot{Y}_{1э}$

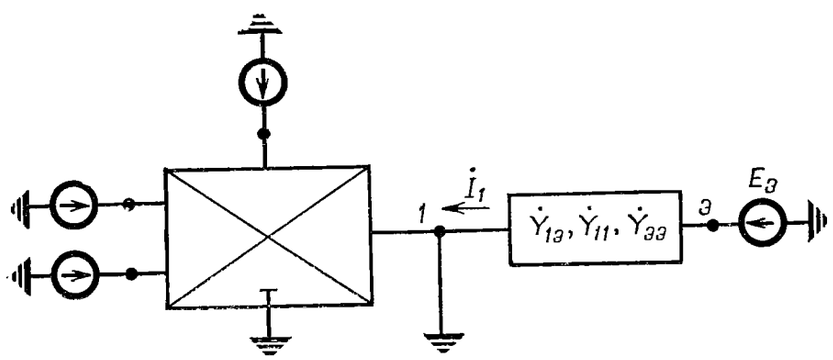


Рис. 3-7

считаются известными. Выражение (3-49) не позволяет однозначно найти $\dot{E}_э$ и $\dot{Y}_{1э}$, оно требует лишь вполне определенного значения их произведения. Поэтому одна из искомых величин должна приниматься произвольно, после чего другая уже может быть вычислена по критерию (3-49).

Справедливость такого заключения, полученного на основании формальных преобразований, подтверждается тем, что выражение (3-36) и отвечающая ему формула (3-49) получены из условия тождественности тока в ветвях примыкания в исходной и преобразованной схемах независимо от величины напряжения в узле примыкания. При этом правая часть отвечает току в исходной схеме. Выведенные критерии эквивалентности справедливы при любых напряжениях в узле примыкания, в частности при $\dot{U}_1 = 0$. В этом случае (рис. 3-7) в преобразованной эквивалентной схеме в соответствии с определением взаимной проводимости $\dot{Y}_{1э}$

$$\dot{I}_1 = \dot{E}_э \dot{Y}_{1э},$$

следовательно, ток может быть действительно обеспечен при разных значениях э. д. с. $\dot{E}_э$ и проводимости $\dot{Y}_{1э}$. При заданном токе $\dot{I}_1$ один из этих параметров может выбираться произвольно.

Обратимся теперь к критерию (3-48), который для схемы с одной ветвью примыкания имеет вид

$$\dot{E}_э \hat{Y}_{э1} = \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1}. \qquad (3\text{-}50)$$

Если принять $\dot{E}_э = E_э \angle \delta_э$, $\dot{Y}_{1э} = y_{1э} \angle -\psi_{1э}$ и $\dot{Y}_{э1} = y_{э1} \angle -\psi_{э1}$, то критерии (3-49) и (3-50) могут быть записаны как

$$E_э y_{1э} e^{j(\delta_э - \psi_{1э})} = \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j} \right| e^{j\nu_{1э}};$$

$$E_э y_{э1} e^{j(\delta_э + \psi_{э1})} = \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1} \right| e^{j\nu_{э1}}.$$

Эти уравнения удовлетворяются, если

$$\left.\begin{aligned} E_э y_{1э} &= \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j} \right|; \; E_э y_{э1} = \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1} \right|; \\ \delta_э - \psi_{1э} &= \gamma_{1э}; \; \delta_э + \psi_{э1} = \gamma_{э1}. \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}51)$$

Правые части в уравнениях (3-51) в общем случае различны. На рис. 3-8, *а* и *б* показаны на комплексной плоскости векторы, характеризующие записанные выше комплексные величины $\dot{E}_j$, $\dot{Y}_{1j}$ и $\hat{Y}_{1j}$ для некоторого частного случая. На рис. 3-8, *в* показаны векторы, отвечающие суммам комплексных величин $\sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j}$ и $\sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1}$. Эти векторы имеют разные модули. Поэтому нельзя найти значения $E_э$ и $y_{1э} = y_{э1}$, удовлетворяющие обоим условиям (3-50) одновременно. Различие же в правых частях третьего и четвертого уравнений (3-51), напротив, дает возможность получать однозначное решение этой системы уравнений, причем

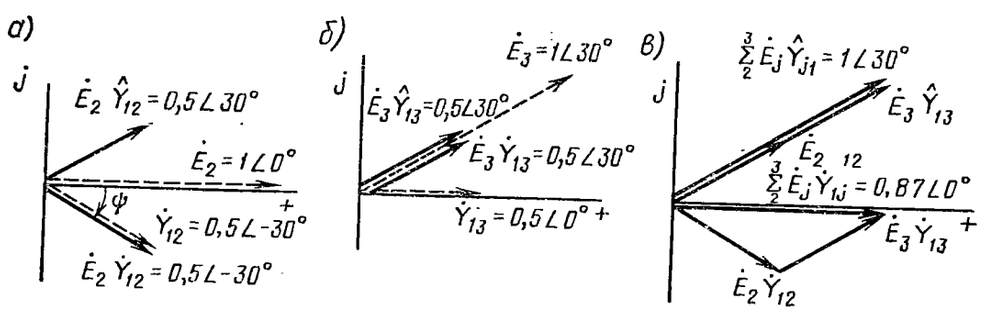


Рис. 3-8

$$\delta_э = (\gamma_{1э} + \gamma_{э1})/2; \qquad (3\text{-}52)$$

$$\psi_{э1} = \psi_{1э} = (\gamma_{э1} - \gamma_{1э})/2. \qquad (3\text{-}53)$$

Первое уравнение системы (3-51) получено из условия (3-36), являющегося критерием неизменности режима ветвей примыкания. Второе уравнение получено на основании критерия неизменности суммарной мощности генераторных станций (3-48). Поэтому отсутствие значений $E_э$ и $y_{1э} = y_{э1}$, удовлетворяющих уравнениям (3-51), следует понимать как утверждение невозможности получения в общем случае единой модели преобразуемой подсистемы, удовлетворяющей одновременно обоим требованиям. Эквивалентное представление преобразуемой подсистемы возможно с помощью схем замещения, имеющих одинаковые параметры, но различающихся величинами э. д. с. эквивалентного генератора. При вычислении произвольно задаются модулем взаимной проводимости $y_{1э} = y_{э1}$. Тогда из первого уравнения системы (3-50) можно найти

$$E_э^{(1)} = \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j} \right| / y_{1э}, \qquad (3\text{-}54)$$

тогда как из второго уравнения этой системы

$$E_э^э = \left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1} \right| / y_{э1}. \qquad (3\text{-}55)$$

Электродвижущая сила $E_э^1$ получена из уравнения, характеризующего условие неизменности режима в ветви примыкания. Поэтому она должна включаться в схему преобразованной и непреобразованной подсистем при выполнении расчетов, определяющих режимы ветвей и узлов примыкания. При вычислении мощности в ветви эквивалентной генераторной станции в схему замещения должна включаться э. д. с. $E_э^э$.

В обоих случаях собственная проводимость ветви примыкания определяется в соответствии с условием $\dot{Y}_{11}^э = \dot{Y}_{11}$. Собственная проводимость ветви эквивалентной станции вычисляется на основании уравнения (3-46), являющегося четвертым критерием эквивалентности преобразования. При одной ветви примыкания это уравнение может быть записано в виде

$$(\dot{E}_э^э)^2 \hat{Y}_{э.э} = \sum_{j=2}^{n} E_j^2 \hat{Y}_{jj} - \sum_{m=2}^{n} \dot{E}_m \sum_{\substack{j=2 \\ j \neq m}}^{n} \hat{E}_j \hat{Y}_{mj},$$

откуда следует, что

$$\hat{Y}_{э.э} = \frac{1}{(E_э^э)^2} \left(\sum_{j=2}^{n} E_j^2 \hat{Y}_{jj} - \sum_{m=2}^{n} \dot{E}_m \sum_{\substack{j=2 \\ j \neq m}}^{n} \hat{E}_j \hat{Y}_{mj} \right). \qquad (3\text{-}56)$$

Для пояснения структуры формулы (3-56) запишем ее для частного случая двух станций в преобразуемой подсистеме. При этом

$$\hat{Y}_{э.э} = \frac{1}{(E_э^э)^2} (E_2^2 \hat{Y}_{22} + E_3^2 \hat{Y}_{33} - \dot{E}_2 \hat{E}_3 \hat{Y}_{23} - \dot{E}_3 \hat{E}_2 \hat{Y}_{32}).$$

Аргументы комплексных значений э. д. с. $\hat{E}_э$ эквивалентной станции и взаимной проводимости $\dot{Y}_{1э} = \dot{Y}_{э1}$ вычисляются в соответствии с (3-52) и (3-53).

Найденные собственные и взаимные проводимости позволяют представить эквивалентную модель преобразуемой подсистемы в виде П-образной схемы замещения (рис. 3-9). Эта схема является частным случаем схемы многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в узлах, к которой в общем случае можно привести схему с известными собственными и взаимными проводимостями ветвей (см. гл. 5). В схеме, показанной на рис. 3-9,

$$\dot{Y}_{э0}=\dot{Y}_{э.\,э}-\dot{Y}_{1э};\ \dot{Y}_{10}=\dot{Y}_{11}-\dot{Y}_{1э},$$

причем

$$\dot{Y}_{1э}=y_{1э}\angle-\psi_{1э};\ \dot{E}_{э}^{(1)}=E_{э}^{(1)}\angle\delta_{э};\ \dot{E}_{э}^{э}=E_{э}^{э}\angle\delta_{э}.$$

Эквивалентирование подсистемы с произвольным числом ветвей примыкания. В общем случае преобразуемой подсистемы с произвольным числом ветвей примыкания (см. рис. 3-1) условия эквивалентности

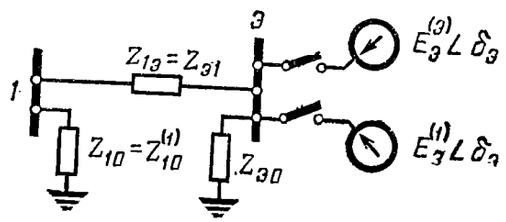


Рис. 3-9

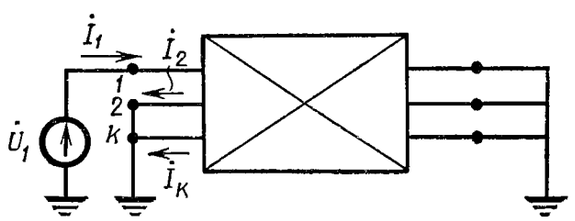


Рис. 3-10

определяются критериями (3-35), (3-36), (3-46) и (3-48). Первый из этих критериев требует равенства собственных и взаимных проводимостей ветвей примыкания в исходной и преобразованной схемах.

В соответствии с условием (3-35) собственные проводимости ветвей примыкания и взаимные проводимости между ними необходимо определять применительно к исходной схеме замещения преобразуемой подсистемы. Для решения этой задачи приведена расчетная обобщенная схема одной из ветвей примыкания системы (см. рис. 3-1 и рис. 3-10). При обозначениях, принятых на этом рисунке,

$$\dot{Y}_{11}=\dot{I}_1/\dot{U}_1;\ \dot{Y}_{12}=\dot{I}_2/\dot{U}_1;\ \dot{Y}_{1k}=\dot{I}_k/\dot{U}_1.$$

В критерии (3-36) матрица $\dot{\mathbf{E}}_{э}$ состоит из одинаковых элементов, равных искомой э. д. с. эквивалентной генераторной станции. Матрица $\mathbf{Y}_{m\,э}^{j,\,э}$ содержит взаимные проводимости между ветвью эквивалентной станции и ветвями примыкания, число строк и столбцов в этой матрице равно числу ветвей примыкания. Матричное выражение (3-36) требует в этих условиях записи одной из матриц, входящих в правую часть (3-36), в диагональной форме [см. (3-40 а) и (3-40 *б*)]. Примем такую форму для матрицы $\dot{\mathbf{E}}_{э}$, тогда

$$\dot{\mathbf{Y}}_{m,\,э}^{j,\,э}=\dot{\mathbf{E}}_{э.\,д}^{-1}\,\dot{\mathbf{Y}}_{mj}^{j}\,\dot{\mathbf{E}}_{j}. \qquad (3\text{-}57)$$

Критерий (3-48) может быть представлен в аналогичной форме:

$$\hat{\mathbf{Y}}_{mэ}^{j\,(э)}=\mathbf{E}_{э.\,д}^{-1}\,\hat{\mathbf{Y}}_{mj}^{j}\,\dot{\mathbf{E}}_{j}. \qquad (3\text{-}58)$$

Выражения (3-57) и (3-58) показывают, что так же, как и в случае одной ветви примыкания, взаимные проводимости преобразованной: схемы могут быть найдены только после принятия для э. д. с. эквивалентной схемы некоторого произвольного значения. Сопоставление этих выражений приводит также к выводу, что в общем случае

$$\dot{\mathbf{Y}}_{mэ}^{j,\,э}\neq\dot{\mathbf{Y}}_{mэ}^{j\,(э)}.$$

Следовательно, и в общем случае преобразуемый участок нельзя представить одной эквивалентной упрощенной моделью.

Уравнения (3-57) и (3-58) при произвольно принятой э. д. с. определяют две совокупности взаимных проводимостей между ветвью эквивалентной станции и ветвями примыкания. Одна из них получается из условия неизменности режима ветвей примыкания в исходной и преобразованной схемах. Поэтому схема замещения, включающая проводимости $\dot{\mathbf{Y}}_{m\,э}^{j,\,э}$, может быть применена для расчетов режима ветвей и узлов примыкания, а также режима непреобразуемой подсистемы. В раскрытой форме (3-37) принимает вид

$$\dot{Y}_{mэ}=\sum_{j=k+1}^{n}\dot{E}_j\dot{Y}_{mj}/\dot{E}_{э}\ (m=1,\,2,\,\ldots,\,k).$$

При использовании этой формулы для э. д. с. $E_{э}$ целесообразно принимать значения, близкие по модулю и аргументу к э. д. с. генераторных станций, заменяемых эквивалентной.

Формула (3-58) определяет собственные и взаимные проводимости из условия сохранения суммарной мощности генераторных станций. Эти проводимости определяют параметры эквивалентной схемы замещения, предназначенной для вычисления параметров режима эквивалентной станции. Причем в соответствии с (3-58)

$$\hat{Y}_{эm}=\sum_{j=k+1}^{n}\dot{E}_j\hat{Y}_{jm}/\dot{E}_{э}.$$

Собственная проводимость эквивалентной станции характеризуется критерием эквивалентности (3-46), из которого следует, что

$$\hat{Y}_{э.\,э}=\frac{1}{E_{э}^{2}}\left(\sum_{j=k+1}^{n}E_j^2\hat{Y}_{jj}-\sum_{m=k+1}^{n}\dot{E}_m\sum_{\substack{j=k+1\\ j\neq m}}^{n}\hat{E}_j\hat{Y}_{mj}\right). \qquad (3\text{-}59)$$

На рис. 3-11 приведены эквивалентные схемы замещения преобразуемого участка, полученные применительно к частному случаю, т. е. для трех ветвей примыкания. Параметры этих схем определяются на основании значений собственных и взаимных проводимостей ветвей примыкания и ветви эквивалентной станции. При этом для схемы,

аналогичной показанной на рис. 3-11, *а*, которая используется для расчета режимов ветвей примыкания, имеем

$$\dot{Y}^m_{10} = \dot{Y}_{11} - \sum_{\substack{j=2}}^{k} \dot{Y}_{1j} - \dot{Y}_{1э};$$

$$\dot{Y}^m_{20} = \dot{Y}_{22} - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq 2}}^{k} \dot{Y}_{2j} - \dot{Y}_{2э};$$

. . . . . .

$$\dot{Y}^m_{k0} = \dot{Y}_{kk} - \sum_{j=1}^{k-1} \dot{Y}_{kj} - \dot{Y}_{kэ}.$$

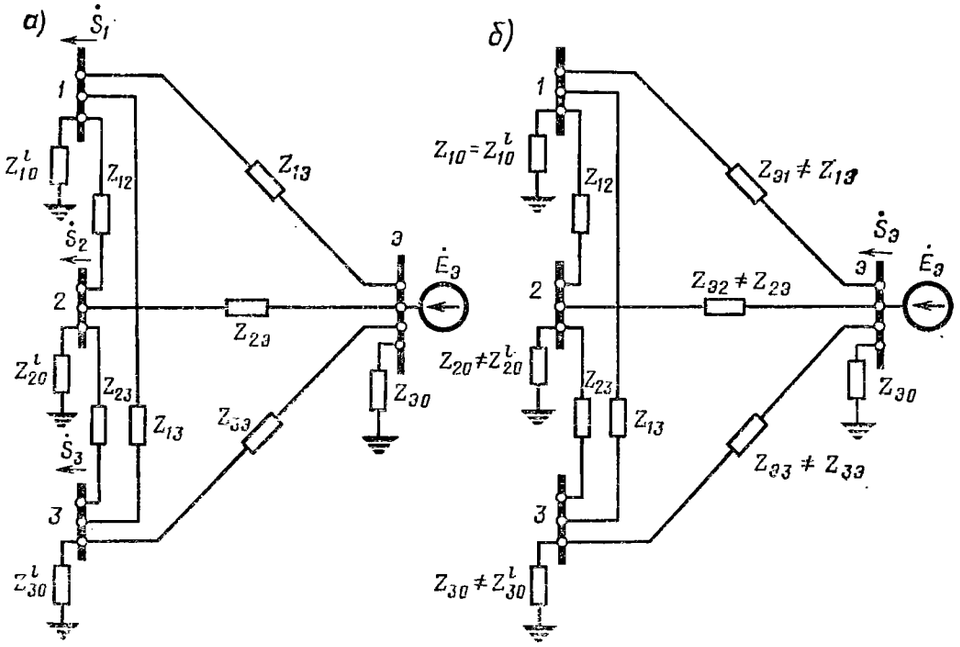


Рис. 3-11

Для схемы, аналогичной изображенной на рис. 3-11, *б* и предназначенной для расчетов режима ветви эквивалентной станции, имеем

$$\dot{Y}_{10} = \dot{Y}_{11} - \sum_{\substack{j=2}}^{k} \dot{Y}_{1j} - \dot{Y}_{э1};$$

$$\dot{Y}_{20} = \dot{Y}_{22} - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq 2}}^{k} \dot{Y}_{2j} - \dot{Y}_{э2};$$

. . . . . .

$$\dot{Y}_{k0} = \dot{Y}_{kk} - \sum_{j=1}^{k-1} \dot{Y}_{kj} - \dot{Y}_{эk}.$$

Для нагрузочного сопротивления в ветви эквивалентной генераторной станции справедливо выражение

$$\dot{Y}_{э0} = \dot{Y}_{э.э} - \sum_{j=1}^{k} \dot{Y}_{эj}.$$

Рассматриваемый способ эквивалентирования приводит к двум расчетным схемам исходной исследуемой системы. В первой схеме преобразуемая подсистема представляется упрощенной схемой, аналогичной схеме, представленной на рис. 3-11, *а*. Полученная при этом общая схема служит для расчетов режима непреобразуемой подсистемы, а также режима ветвей и узлов примыкания. Вторая схема предназначается для расчета режима эквивалентной станции. Преобразуемая подсистема вводится в нее схемой, аналогичной показанной на рис. 3-11, *б*.

§ 3-5. МЕТОДИКА ПРИБЛИЖЕННОГО ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ

Преобразование электрических систем в соответствии с методикой точного эквивалентирования требует предварительного расчета начального режима преобразуемой подсистемы для определения модулей и аргументов э. д. с. генераторных станций. Между тем опыт показал, что в ряде случаев параметры преобразуемой подсистемы необходимо определять, не имея предварительных результатов расчета исходного режима, т. е. при неизвестных э. д. с. объединяемых станций.

В этих условиях может применяться *методика приближенного эквивалентирования*. В ее основу положены те же исходные положения, которые характеризуют метод точного эквивалентирования, а именно:

1) неизменность мощностей в ветвях примыкания независимо от величины и фазы напряжения в них;

2) равенство мощности эквивалентной станции сумме мощностей объединяемых станций.

Отличие же этих методов заключается в том, что при приближенном эквивалентировании не принимается во внимание действительное распределение мощностей между объединяемыми станциями, а оценивается лишь их суммарное значение. При этом для определения параметров схемы замещения критерии эквивалентности записываются в форме уравнений, в которые входят не э. д. с. объединяемых станций, а их суммарная мощность.

Принимая мощности в ветвях примыкания известными и приближенно оценивая потери мощности $\Delta P = 5 \div 7\%$, суммарную мощность электростанций можно представить как

$$P_{\Sigma} = P_{н\Sigma} - \sum_{i=1}^{k} P_i + \Delta P. \qquad (3\text{-}60)$$

При записи уравнения (3-60) принято, что мощности в ветвях примыкания направлены из системы в преобразуемый район. Суммарная реактивная мощность электростанций может быть приближенно оце-

нена по среднему коэффициенту мощности, величина которого для существующих систем устанавливается по данным эксплуатации, а для проектируемых — в зависимости от числа трансформаций, основного напряжения сети и среднего коэффициента мощности нагрузки. Тогда

$$Q_\Sigma = P_\Sigma \operatorname{tg} \varphi_{ср}.$$

Известные мощности нагрузок позволяют составить схему замещения преобразуемого района, представив в ней нагрузку неизменными сопротивлениями, при вычислении которых напряжения на нагрузках можно приравнять соответствующему номинальному напряжению.

Для ветви эквивалентной станции в такой схеме справедливо уравнение

$$\dot{S}_{эU} = \dot{U}_э \left(\dot{U}_э \hat{Y}_{э.\,э} - \sum_{p=1}^{m} \hat{U}_p \hat{Y}_{эp} \right), \qquad (3\text{-}61)$$

а для ветвей примыкания

$$\dot{\mathbf{S}}_m = \dot{\mathbf{U}}_{m д} \left(\hat{\mathbf{U}}_{э.\,д} \hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэ} + \hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mm} \hat{\mathbf{U}}_m \right), \qquad (3\text{-}62)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_{m д}$ — диагональная матрица известных напряжений в узлах примыкания в заданном начальном режиме сложной системы.

В развернутой форме уравнение (3-62) имеет вид:

$$\begin{Vmatrix} \dot{S}_1 \\ \dot{S}_2 \\ \cdots \\ \dot{S}_k \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{U}_1 & & & \\ & \dot{U}_2 & & \\ & & \cdots & \\ & & & \dot{U}_k \end{Vmatrix} \left(\begin{Vmatrix} \hat{U}_э \\ \hat{U}_э \\ \cdots \\ \hat{U}_э \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} -\hat{Y}_{1э} \\ -\hat{Y}_{2э} \\ \cdots\cdots \\ -\hat{Y}_{kэ} \end{Vmatrix} + \right.$$

$$\left. + \begin{Vmatrix} \hat{Y}_{11} & -\hat{Y}_{12} \ldots & -\hat{Y}_{1k} \\ -\hat{Y}_{21} & \hat{Y}_{22} \ldots & -\hat{Y}_{2k} \\ \cdots & \cdots\cdots & \cdots \\ -\hat{Y}_{k1} & -\hat{Y}_{k2} \ldots & \hat{Y}_{kk} \end{Vmatrix} \begin{Vmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \cdots \\ \dot{U}_k \end{Vmatrix} \right). \qquad (3\text{-}62а)$$

Уравнению (3-61) можно придать матричную форму, рассматривая собственную проводимость эквивалентной станции и напряжение на шинах этой станции как матрицы с одной строкой и одним столбцом

$$\dot{S}_{эU} = \left(\| \hat{Y}_{э.\,э} \| \| \hat{U}_э \| + \| -\hat{Y}_{э1} - \hat{Y}_{э2} \ldots - \hat{Y}_{эk} \| \begin{Vmatrix} \hat{U}_1 \\ \hat{U}_2 \\ \cdots \\ \hat{U}_k \end{Vmatrix} \right) \cdot \| \dot{U}_э \|,$$

или в обобщенной форме

$$\dot{\mathbf{S}}_{эU} = \left(\hat{\mathbf{Y}}_{ээ} \hat{\mathbf{U}}_э + \hat{\mathbf{Y}}_{эm} \hat{\mathbf{U}}_m \right) \dot{\mathbf{U}}_э. \qquad (3\text{-}63)$$

Здесь $\hat{\mathbf{Y}}_{эm}$ — строчная матрица сопряженных значений взаимных проводимостей между ветвью эквивалентной станции и узлами примыкания.

Поскольку элементами столбцовой матрицы $\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э}$ в уравнении (3-62) и (3-62 а) являются те же проводимости, что и в матрице $\hat{\mathbf{Y}}_{эm}$ [см. (3-63)], то

$$\hat{\mathbf{Y}}_{эm} = \hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэt},$$

где $\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э\,t}$ — транспонированная матрица $\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэ}$.

Следовательно, уравнение (3-63) может быть также записано в виде

$$\dot{\mathbf{S}}_{эU} = \left(\hat{\mathbf{Y}}_{э.\,э} \hat{\mathbf{U}}_э + \hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mэt} \hat{\mathbf{U}}_m \right) \dot{\mathbf{U}}_э. \qquad (3\text{-}64)$$

Методика приближенного эквивалентирования предусматривает определение проводимостей $\hat{\mathbf{Y}}_{э.\,э}$ и $\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{mpt}$, составляющих матрицы, непосредственно по схеме замещения преобразуемого участка системы. При этом шины объединяемых генераторных станций образуют общую узловую точку и вычисление искомых проводимостей осуществляется в соответствии со схемами, показанными на рис. 3-12 в условном обобщенном виде. Схема, приведенная на рис. 3-12, *а*, определяет собственные проводимости ветвей примыкания и взаимные проводимости между ними; схема, приведенная на рис. 3-12,*б*, — собственную проводимость эквивалентной станции.

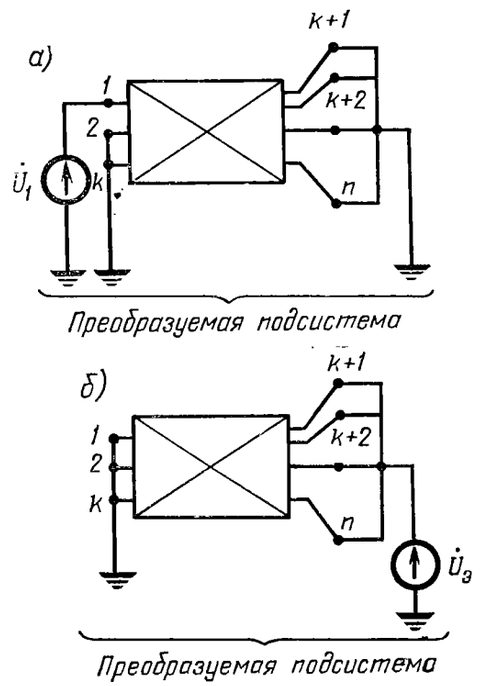


Рис. 3-12

При таком подходе собственные проводимости узлов примыканий и взаимные проводимости между ними удовлетворяют условиям (3-35), что обеспечивает независимость вычисляемых эквивалентных параметров от напряжения в точках примыкания.

Матричные уравнения (3-62) и (3-64) составляют систему уравнений, в которой неизвестными являются матрицы $\hat{\mathbf{Y}}^{j,\,э}_{m\,э}$ и $\dot{\mathbf{U}}_э$. Число уравнений в этой системе равно числу неизвестных, поэтому решение этих уравнений принципиально возможно.

Удобно различать два расчетных случая: 1) преобразуемая подсистема связана с непреобразуемой подсистемой одной ветвью примыкания; 2) связь между преобразуемой и непреобразуемой подсистемами осуществляется произвольным числом ветвей примыкания. Рассмотрим методику определения эквивалентных параметров в этих случаях.

Преобразуемая подсистема связана с непреобразуемой одной ветвью примыкания. Пусть в преобразуемой подсистеме имеется группа станций, которая должна быть заменена одной эквивалентной. Будем считать известными напряжение в узле примыкания и мощность, протекающую в ветви примыкания. Суммарная активная мощность на ши-

нах объединяемых генераторных станций при этом приближенно может быть определена в соответствии с (3-60). Реактивная мощность устанавливается по среднему коэффициенту мощности генераторов преобразуемой подсистемы.

В рассматриваемом частном случае уравнения (3-62) и (3-64) принимают вид

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \hat{Y}_{11}^э - \dot{U}_1 \hat{U}_э \hat{Y}_{1э}; \qquad (3\text{-}65)$$

$$\dot{S}_э = U_э^2 \hat{Y}_{э.\,э} - \dot{U}_э \hat{U}_1 \hat{Y}_{э1}. \qquad (3\text{-}66)$$

Собственные проводимости ветви примыкания и ветви эквивалентной станции находим по схемам замещения преобразуемой подсистемы, в которых точки, отвечающие шинам генераторных станций, объединяются в один узел (см. рис. 3-12).

Если комплексные величины, входящие в уравнения (3-65) и (3-66), представить в алгебраической форме, то можно получить четыре уравнения с вещественными коэффициентами. Неизвестными величинами в них будут аргументы и модули взаимной проводимости $\dot{Y}_{1э} = y_{1э} \angle -\psi_{1э} = y_{1э} \angle -(90^\circ - \alpha_{1э})$, а также напряжения на шинах эквивалентной станции $\dot{U}_э = U_э \angle \delta_{1э}$. Решение уравнений позволяет получить неизвестные величины:

$$U_э = \sqrt{\frac{1}{y_{э.\,э} \sin \alpha_{э.\,э}} \left[P_э + \frac{\sin \beta}{\sin \alpha} \left(P_1 - U_1^2 y_{11}^э \sin \alpha_{11}^э \right) \right]};$$

$$y_{1э} = y_{э1} = (P_1 - U_1^2 y_{11}^э \sin \alpha_{11}^э)/(U_э U_1 \sin \alpha);$$

$$\delta_{1э} = (\alpha + \beta)/2; \quad \alpha_{1э} = (\beta - \alpha)/2,$$

где

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{P_1 - U_1^2 y_{11}^э \sin \alpha_{11}^э}{U_1^2 y_{11}^э \cos \alpha_{11}^э - Q_1};$$

$$\beta = \arcsin \frac{\cos \alpha_{э.\,э} (Q_э \operatorname{tg} \alpha_{э.\,э} - P_э)}{\sqrt{(P_1 - U_1^2 y_{11}^э \sin \alpha_{11}^э)^2 + (U_1^2 y_{11}^э \cos \alpha_{11}^э - Q_1)^2}} + \alpha_{э.\,э}.$$

Величины $P_э$ и $Q_э$, входящие в приведенные формулы, характеризуют суммарную мощность на шинах генераторных станций преобразуемой подсистемы, заменяемых одной эквивалентной.

Преобразуемая подсистема связана с непреобразуемой произвольным числом ветвей примыкания. Пусть в преобразуемом районе сложной электрической системы имеется группа генераторных станций $k+1, k+2, \ldots, n$, подлежащих объединению в одну эквивалентную. Эта группа связана с остальной системой ветвями 1, 2, .., k. Известны мощности нагрузок района и заданы напряжения в узлах 1, 2, ..., k и мощности в ветвях примыкания $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \ldots, \dot{S}_k$.

Эти данные при известной принципиальной схеме электрической сети района позволяют составить линейную схему замещения, в которой нагрузка представляется неизменными сопротивлениями, вычис-

ленными по номинальному напряжению. Для такой схемы справедливы уравнения (3-62), которые в раскрытом виде могут быть записаны как

$$P_i^э = U_i^2 y_{ii}^э \sin \alpha_{ii}^э + U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{k} U_j y_{ij}^э \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^э) + U_i U_э y_{iэ} \sin (\delta_i - \delta_э - \alpha_{iэ}^э); \qquad (3\text{-}67)$$

$$Q_i^э = U_i^2 y_{ii}^э \cos \alpha_{ii}^э - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{k} U_j y_{ij}^э \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^э) - U_i U_э y_{iэ} \cos (\delta_i - \delta_э - \alpha_{iэ}^э) \qquad (3\text{-}68)$$

$$(i = 1, 2, \ldots, k).$$

Для ветви эквивалентной генераторной станции в преобразованной схеме справедливы уравнения (3-64), которые могут быть также представлены в раскрытой форме:

$$P_э = U_э^2 y_{э.\,э} \sin \alpha_{э.\,э} + U_э \sum_{j=1}^{k} U_j y_{эj} \sin (\delta_э - \delta_j - \alpha_{эj}); \qquad (3\text{-}69)$$

$$Q_э = U_э^2 y_{э.\,э} \cos \alpha_{э.\,э} - U_э \sum_{j=1}^{k} U_j y_{эj} \cos (\delta_э - \delta_j - \alpha_{эj}). \qquad (3\text{-}70)$$

Из уравнений (3-69) и (3-70) следует, что

$$\frac{1}{\sin \alpha_{э.\,э}} \left[P_э - U_э \sum_{j=1}^{k} U_j y_{эj} \sin (\delta_э - \delta_j - \alpha_{эj}) \right] = \frac{1}{\cos \alpha_{э.\,э}} \left[Q_э + U_э \sum_{j=1}^{k} U_j y_{эj} \cos (\delta_э - \delta_j - \alpha_{эj}) \right]. \qquad (3\text{-}71)$$

Из уравнений (3-67) и (3-68) можно получить

$$U_э = P_{i\Sigma} / [U_i y_{iэ} \sin (\delta_i - \delta_э - \alpha_{iэ})]; \qquad (3\text{-}72)$$

$$U_э = \frac{Q_{i\Sigma}}{[U_i y_{iэ} \cos (\delta_i - \delta_э - \alpha_{iэ})]}, \qquad (3\text{-}73)$$

где

$$P_{i\Sigma} = P_i - U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{k} U_j y_{ij} \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \qquad (3\text{-}74)$$

$$Q_{i\Sigma} = -Q_i + U_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{k} U_j y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}). \qquad (3\text{-}75)$$

На основании уравнений (3-70), (3-72) и (3-73), принимая во внимание следующее из (3-72) и (3-73) выражение

$$P_{i\Sigma} = Q_{i\Sigma} \operatorname{tg} (\delta_i - \delta_э - \alpha_{iэ}), \qquad (3\text{-}76)$$

после ряда преобразований можно получить

$$\frac{1}{\sin\alpha_{э.э}}\left\{P_э-\sum_{i=1}^{k}[P_{i\Sigma}\cos 2(\delta_э-\delta_i)+Q_{i\Sigma}\sin 2(\delta_э-\delta_i)]\right\}=$$
$$=\frac{1}{\cos\alpha_{э.э}}\left\{Q_э-\sum_{i=1}^{k}[P_{i\Sigma}\sin 2(\delta_э-\delta_i)-Q_{i\Sigma}\cos 2(\delta_э-\delta_i)]\right\}. \quad (3\text{-}77)$$

Трансцендентное уравнение (3-77) может быть решено относительно $\delta_э$ любым известным методом вычислительной математики. При ручном счете, применяемом при относительно несложных схемах замещения преобразуемых подсистем, это уравнение удобно решать графоаналитическим способом.

В частном случае при $\delta_1 = \delta_2 = \ldots = \delta_k$ уравнение (3-77) приводится к канонической форме квадратного уравнения и, следовательно, решается в общем виде. При этом

$$\sin 2(\delta_э-\delta_i)=(-ab-c\sqrt{a^2-b^2+c^2})/(a^2+c^2), \quad (3\text{-}78)$$

где

$$\left.\begin{aligned} a&=\sum_{i=1}^{k}P_{i\Sigma}/\cos\alpha_{э.э}-\sum_{i=1}^{k}Q_{i\Sigma}/\sin\alpha_{э.э};\\ b&=P_э/\sin\alpha_{э.э}-Q_э/\cos\alpha_{э.э};\\ c&=\sum_{i=1}^{k}P_{i\Sigma}/\sin\alpha_{э.э}+\sum_{i=1}^{k}Q_{i\Sigma}/\cos\alpha_{э.э}. \end{aligned}\right\} \quad (3\text{-}79)$$

Модуль напряжения на шинах эквивалентной станции может быть найден из уравнений (3-69) и (3-70) после некоторых преобразований:

$$U_э=\sqrt{\frac{1}{y_{э.э}\sin\alpha_{э.э}}\left\{P_э-\sum_{i=1}^{k}[P_{i\Sigma}\cos 2(\delta_э-\delta_i)+Q_{i\Sigma}\sin 2(\delta_э-\delta_i)]\right\}}. \quad (3\text{-}80)$$

Для взаимных проводимостей $\dot{Y}_{iэ}=y_{iэ}\angle-\psi_{iэ}=y_{1э}\angle-(90^\circ-\alpha_{iэ})$ из (3-72) и (3-73) следует, что

$$\alpha_{эi}=\alpha_{iэ}=\operatorname{arctg}(-P_{i\Sigma}/Q_{i\Sigma})-\delta_э+\delta_i; \quad (3\text{-}81)$$
$$y_{эi}=y_{iэ}=P_{i\Sigma}/[U_i U_э\sin(\delta_i-\delta_э-\alpha_{iэ})]. \quad (3\text{-}82)$$

Исходными данными для расчетов по приведенным формулам служат мощности ветвей примыкания, напряжения в узлах примыкания, мощности объединяемых станций, собственные и взаимные проводимости ветвей примыкания, а также собственная проводимость ветви эквивалентной станции. Отметим, что проводимость $\dot{Y}_{э.э}$, найденная при расчете режима схемы замещения (см. рис. 3-12, *б*), отвечает равенству приращения мощности эквивалентной станции при изменении напряжения на ее шинах приращению суммы мощностей объединяемых станций, вызванному одновременным изменением их напряжений, равных друг другу в установившемся режиме.

В этом можно убедиться, рассмотрев условия, которым соответствует уравнение

$$d\dot{S}_э/dU_э=d\sum_{l=k+1}^{n}\dot{S}_l/dU, \quad (3\text{-}83)$$

при $U_э = U_l$ $(l = k+1, k+2, \ldots, n)$.

Рассматриваемые условия могут быть получены из (3-83):

$$\dot{Y}_{э.э}=\sum_{j=k+1}^{n}\left(\dot{Y}_{jj}-\sum_{\substack{l=k+1\\ l\neq j}}^{n}\dot{Y}_{jl}\right).$$

Следовательно, собственная проводимость ветви эквивалентной станции, отвечающая уравнению (3-83), складывается из собственных проводимостей ветвей объединяемых станций в исходной непреобразованной схеме, уменьшенных на величину суммы взаимных проводимостей между ветвями этих станций. Именно эта проводимость и определяется схемой, приведенной на рис. 3-12, в которой взаимные проводимости между ветвями объединяемых станций шунтированы связывающими их шинами.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. «Высшая школа», 1970.
2. Н. А. Мельников. Электрические сети и системы. «Энергия», 1969.
3. А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. Электрические сети и системы. Госэнергоиздат, 1960.
4. Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1970.
5. Н. А. Мельников. Матричный метод анализа электрических цепей. «Энергия», 1972.
6. Л. А. Жуков. О преобразованиях сложных электрических систем при расчетах устойчивости. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 2.

ГЛАВА 4 УСТАНОВИВШИЕСЯ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

§ 4-1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ

Характеристики установившихся режимов электрических систем определяются большим количеством факторов. Они зависят как от мощностей потребителей, параметров и схем соединений электрических сетей, так и от режима источников активной и реактивной мощности в системе, а также от характеристик систем автоматического регулирования. Нагрузка и параметры сети в каждый период работы системы могут рассматриваться в качестве известных заданных величин. Режим генераторов электростанций и дополнительных источников реактивной мощности может устанавливаться при различных значениях выдаваемой ими мощности. Такая свобода выбора позволяет находить наиболее целесообразные режимы, отвечающие определенным техническим требованиям и являющиеся оптимальными по своим технико-экономическим характеристикам.

Желаемые параметры режимов электрических систем и сетей могут быть найдены в результате серии расчетов установившегося режима. Современные алгоритмы решения этой задачи реализуются с помощью ЦВМ. При этом предусматривается такая последовательность расчетов, которая позволяет, переходя от одного расчета к другому, постепенно приближаться к результату, отвечающему принимаемому заранее критерию оптимальности режима. Исходными данными в каждом расчете являются значения напряжений в некоторых узлах схемы, а также э. д. с. и мощностей в тех или иных ее ветвях.

Расчеты такого рода проводятся при решении задач оптимизации, при проектировании и эксплуатации электрических систем и их сетей, когда приходится находить технические и технико-экономические характеристики и оценивать приемлемость их для режимов длительной работы. К рассматриваемым характеристикам относятся, например, напряжения в узлах схемы, токи и мощности во всех ветвях или части их. Аналогичные расчеты могут выполняться также с целью получения характеристик некоторого исходного режима электрической системы для последующего исследования переходных процессов.

Во всех указанных случаях расчеты ведутся применительно к схемам замещения электрической сети или системы в целом. В зависимости от характера поставленной задачи принимается тот или иной способ

представления нагрузки в этих схемах, а также подход к описанию параметров сети.

Возможны два подхода к решению задачи. Один из них предусматривает замену нелинейных уравнений, описывающих режим электрической сети, линейными уравнениями. Для этого предварительно задаются напряжениями в узловых точках расчетной схемы. По этим напряжениям и заданным мощностям нагрузок вычисляют токи нагрузок, причем для i-го узла

$$\dot{I}_i = \hat{S}_i/(3\hat{U}_i).$$

При большом числе узловых токов в расчетной схеме удобно записать следующее матричное уравнение, связывающее токи с мощностями соответствующих нагрузок:

$$\left\|\begin{matrix}\dot{S}_1\\ \dot{S}_2\\ \cdots\\ \dot{S}_m\end{matrix}\right\| = 3\left\|\begin{matrix}\dot{U}_1 & & & \\ & \dot{U}_2 & & \\ & & \cdots & \\ & & & U_m\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\hat{I}_1\\ \hat{I}_2\\ \cdots\\ \hat{I}_m\end{matrix}\right\|,$$

или в обобщенной форме

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{у}} = 3\dot{\mathbf{U}}_{\text{у. д}}\,\hat{\mathbf{I}},$$

а также

$$\hat{\mathbf{S}}_{\text{у}} = 3\,\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}\,\dot{\mathbf{I}},$$

Из последнего выражения следует, что матрица задающих токов

$$\dot{\mathbf{J}} = -\dot{\mathbf{I}} = -\frac{1}{3}\,\hat{\mathbf{U}}^{-1}_{\text{у. д}}\,\hat{\mathbf{S}}_{\text{у}},$$

где $\hat{\mathbf{U}}^{-1}_{\text{у.д}}$ — диагональная матрица, обратная диагональной матрице сопряженных значений узловых напряжений $\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}$.

Замена узловых мощностей $\dot{\mathbf{S}}_{\text{у}}$ задающими токами $\dot{\mathbf{J}}$ позволяет, решая линейную задачу, найти напряжения в узловых точках, составляющие матрицы $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{y}$. Далее можно вновь вычислить матрицу $\dot{\mathbf{J}}^{(1)}$ и повторить расчет матрицы узловых напряжений. Таким образом, рассматриваемый подход к решению нелинейной задачи предусматривает применение итерационного метода (метода последовательных приближений), причем решение всей задачи разбивается на ряд повторяющихся однотипных расчетов, выполняющихся на основе решения системы линейных уравнений. Вся совокупность расчетов называется иногда *внешней итерацией*. При сходящемся процессе внешней итерации напряжения в узловых точках расчетной схемы постепенно приближаются к истинным значениям, которые установились бы в соответствующих точках реальной сети при тех исходных данных, которые были приняты для расчета режима.

Другой подход к решению задачи определения параметров электрической сети (или системы) при задании ее нагрузок неизменными

мощностями предусматривает непосредственное решение системы нелинейных уравнений, описывающих режим сети, одним из методов вычислительной математики.

Параметры и схема электрических соединений сети при расчетах ее режимов характеризуются матрицами сопротивлений ветвей $\dot{Z}_в$ и матрицами инциденций **M** и **N**. Возможно представление сети также матрицами узловых проводимостей $\dot{\mathbf{Y}}_у$ или контурных сопротивлений $\dot{\mathbf{Z}}_к$. В обоих случаях характеризуются соответственно проводимости и сопротивления каждой из ветвей, входящих в схему, с учетом последовательности их взаимных соединений.

Возможен и другой способ представления свойств расчетной схемы системы—в форме обобщенных параметров. Целесообразно различать два подхода и в этом случае. Один из них отвечает расчетам, в которых нагрузки представляются задающими токами. В качестве обобщенных параметров при этом обычно служат коэффициенты распределения токов и напряжений, образующие матрицу $\dot{\mathbf{C}}$ и $\dot{\mathbf{D}}$, а также узловые сопротивления, образующие матрицу $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}_у^{-1}$. Элементы этих матриц определяются параметрами всех ветвей, входящих в расчетную схему. Исключение составляют лишь ветви нагрузки. Другой подход обычно находит применение при представлении нагрузки неизменными сопротивлениями. В этом случае сопротивления нагрузок включаются в обобщенные параметры системы. При этом в качестве обобщенных параметров используются собственные и взаимные проводимости $\dot{Y}_{ij}$ (или сопротивления $\dot{Z}_{ij}$) ветвей и коэффициенты распределения $\dot{D}$. Матрицы этих параметров полностью характеризуют свойства схемы замещения системы.

При заданных нагрузках и известных матрицах, характеризующих свойства схемы замещения системы, возможны различные комбинации параметров режима системы. Наиболее просто исходные данные могут быть заданы при расчетах электрических сетей с одной точкой питания без э. д. с. в ветвях. В этом случае достаточно принять один узел в качестве базисного, считать известным напряжение в этом узле и задаться также балансирующим узлом. Тогда в результате расчета могут быть определены напряжения во всех узлах и токи во всех ветвях.

Возможность определения искомых напряжений нетрудно подтвердить с помощью узлового уравнения

$$\dot{\mathbf{Y}}_у (\dot{\mathbf{U}}_у - \dot{\mathbf{U}}_0) = \dot{\mathbf{J}}. \qquad (4\text{-}1)$$

В системе уравнений (4-1) число искомых неизвестных равно числу уравнений. При этом токи в ветвях

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \mathbf{M}_t (\dot{\mathbf{U}}_у - \dot{\mathbf{U}}_0). \qquad (4\text{-}2)$$

В системе уравнений (4-2) число уравнений также равно числу искомых неизвестных.

Предположим теперь, что в той же сети задано еще одно напряжение, например желаемое напряжение в узле, наиболее удаленном от точки

питания. В этом случае в системе уравнений (4-1) уменьшается число неизвестных в левой части при том же количестве уравнений. Для того чтобы в таких условиях решение было возможно, необходимо один из задающих токов в правой части принять за неизвестную переменную. Очевидно, что при увеличении числа заданных напряжений следует соответственно увеличить число узлов, узловые токи которых должны считаться искомыми переменными.

При анализе режимов как сложных электрических сетей, так и электрических систем в целом могут встретиться и другие комбинации параметров режима, принимаемых в качестве заданных. Могут, например, быть заданы активные мощности ряда электрических станций и модули напряжений на их шинах. При расчетах экономически целесообразных режимов замкнутых электрических сетей могут быть заданы желаемые распределения мощностей в ряде контуров. Таких примеров может быть приведено много.

Разнообразие подходов и исходных данных при представлении свойств схем замещения систем, а также различные конечные цели расчетов приводят к весьма большому количеству методик, предложенных и разработанных применительно к задаче определения параметров режимов электрических систем. Их многообразию способствуют также возможность применения различных способов решения одних и тех же систем уравнений. Поэтому изложить в рамках учебного пособия все известные методы решения рассматриваемой задачи невозможно. Здесь рассмотрены наиболее характерные для основных направлений методы, которые могут быть выделены при анализе состояния рассматриваемой проблемы*.

§ 4-2. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

На рис. 4-1 показана диаграмма, уточняющая приведенную в гл. 1 классификацию методов расчета установившихся режимов электрических систем. Разделение известных методов по группам выполнено в соответствии с исходными уравнениями, положенными в основу методов. Все уравнения являются следствиями двух матричных уравнений состояния сети: I и II законов Кирхгофа. Поэтому уравнения законов Кирхгофа наряду с уравнением закона Ома на рис. 4-1. выделены в качестве основы классификации.

Непосредственное применение уравнений Кирхгофа приводит к «прямому» методу расчета, который дает решение задачи сразу для всех параметров режима рассматриваемой системы: напряжений во всех узлах и токов во всех ветвях схемы замещения системы. С помощью известных преобразований уравнений Кирхгофа можно получить три группы уравнений, в свою очередь, являющихся исходными для ряда

---

* Автор пользовался материалами обзора методов расчета, подготовленного И. П. Стратаном.

расчетных методик. В качестве таких уравнений на рис. 4-1 выделены: 1) контурные уравнения; 2) узловые уравнения; 3) уравнения токов ветвей, определяющие параметры режима в соответствии с методом наложения через обобщенные параметры системы — собственные и взаимные проводимости ветвей и коэффициенты распределения. Последние уравнения обычно выводятся на основании контурных и узловых уравнений. Однако целесообразно рассматривать их как отдельную группу, учитывая специфичность решаемых здесь задач. На рис. 4-1 рассматриваемая группа уравнений отмечена как уравнения токов ветвей.

Известно, что структуры контурного и узлового уравнений совершенно идентичны. Это позволяет использовать сходные методы для

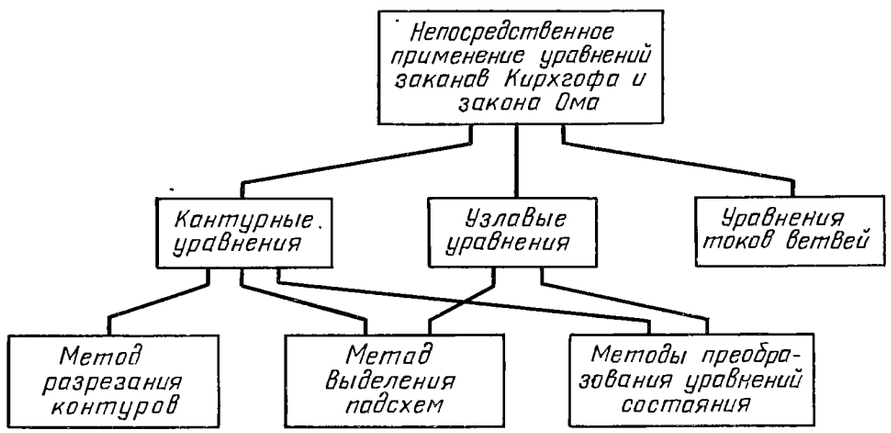


Рис. 4-1

упрощения решения. На рис. 4-1 к их числу отнесены методы разрезания контуров, выделения подсхем и преобразования уравнений. Две последние группы примыкают к методам узловых и контурных уравнений, что и показано на диаграмме рис. 4-1.

Практика применения различных способов расчета для анализа режимов сложных систем показала, что в очень многих случаях по соображениям удобства, наглядности, а также по быстроте решения на ЦВМ практически более целесообразными являются способы, основанные на применении узловых уравнений. Поэтому в дальнейшем при изложении большее внимание уделено именно этим уравнениям. Методы выделения подсхем и методы преобразования уравнений могут рассматриваться на базе узловых уравнений, хотя они и являются более универсальными.

Классификация, иллюстрируемая рис. 4-1, не претендует на полноту. Так, в нее не включены методы, основанные на применении теории многополюсников, методы теории графов и др. Внимание сосредоточено только на способах расчета, получивших к настоящему времени достаточно широкое практическое применение.

§ 4-3. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Режим схемы замещения электрической системы полностью определяется уравнениями двух законов Кирхгофа, называемых иногда также *уравнениями состояния сети*. Эти уравнения имеют следующий вид:

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{J}}; \tag{4-3}$$

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}\,\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{E}}_{\text{к}} = \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}}. \tag{4-4}$$

В уравнении (4-3), отвечающем I закону Кирхгофа, $\mathbf{M}$ — прямоугольная матрица соединений в узлах (1-я матрица инциденций); $\dot{\mathbf{I}}$ и $\dot{\mathbf{J}}$ — столбцовые матрицы токов в ветвях и задающих токов.

В уравнении (4-4), записанном в соответствии со II законом Кирхгофа, $\mathbf{N}$ — прямоугольная матрица соединений в контурах (2-я матрица инциденций); $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}$ — квадратная матрица сопротивлений ветвей, являющаяся при отсутствии взаимной индукции между ветвями диагональной матрицей; $\dot{\mathbf{E}}_{\text{к}}$ и $\dot{\mathbf{E}}$ — столбцовые матрицы контурных э. д. с. и э. д. с. в ветвях.

Из (4-4) следует, что

$$\mathbf{N}(\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}\,\dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}}) = 0, \text{ или } \mathbf{N}\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}} = 0, \tag{4-5}$$

где

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}\,\dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{U}}_{\text{в}}. \tag{4-6}$$

Полученное выражение представляет собой обобщенную формулу записи закона Ома.

Воспользовавшись понятием сложной матрицы, образуем матрицу $\dot{\mathbf{A}}$, составленную из подматриц $\mathbf{M}$ и $\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}$:

$$\dot{\mathbf{A}} = \left\| \begin{matrix} \mathbf{M} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} \end{matrix} \right\|. \tag{4-7}$$

С помощью матрицы $\dot{\mathbf{A}}$ уравнения (4-3) и (4-4) могут быть записаны в форме одного уравнения:

$$\dot{\mathbf{A}}\dot{\mathbf{I}} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\text{к}} \end{matrix} \right\|. \tag{4-8}$$

Входящая в (4-8) матрица $\dot{\mathbf{A}}$ — квадратная, поэтому на основании (4-8) можно записать

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{A}}^{-1} \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\text{к}} \end{matrix} \right\|. \tag{4-9}$$

Если из (4-6) получить

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}} + \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}},$$

то уравнения законов Кирхгофа можно записать следующим образом:

$$\dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{U}_в = \dot{J} - \dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{E};$$

$$\dot{N}\dot{U}_в = 0.$$

Полученные два уравнения могут быть сведены к одному, если применить при записи сложную матрицу

$$\dot{B} = \left\| \begin{matrix} \dot{M}\dot{Z}_в^{-1} \\ N \end{matrix} \right\|.$$

Тогда

$$\dot{B}\dot{U}_в = \left\| \begin{matrix} \dot{J} - \dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{E} \\ 0 \end{matrix} \right\|,$$

откуда следует, что

$$\dot{U}_в = \dot{B}^{-1} \left\| \begin{matrix} \dot{J} - \dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{E} \\ 0 \end{matrix} \right\|. \qquad (4\text{-}10)$$

Выражения (4-9) и (4-10) отвечают «прямому» методу решения уравнений Кирхгофа. Причем первое разрешено относительно токов в ветвях, а второе—относительно напряжений ветвей. Число строк и столбцов в сложных матрицах $\dot{A}$ и $\dot{B}$ равно числу ветвей в схемах замещения.

Число узлов y и число независимых контуров $к$ в схемах замещения всегда меньше числа ветвей, причем справедлива зависимость

$$в = к + y - 1.$$

Это обстоятельство определяет целесообразность составления уравнений, позволяющих находить не режим отдельных ветвей, а режим узлов или контуров.

С помощью уравнения, связывающего напряжения ветвей (падения напряжения в ветвях) с напряжениями узлов,

$$M_t' \dot{U}_\Delta = M_t' (\dot{U}_y - \dot{U}_0) = \dot{U}_в, \qquad (4\text{-}11)$$

и уравнения (4-6) можно после преобразований получить узловое уравнение. Это уравнение, записанное с использованием матрицы узловых проводимостей $\dot{Y}_y$, имеет вид

$$\dot{Y}_y \dot{U}_\Delta = \dot{J} - \dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{E}, \qquad (4\text{-}12)$$

где

$$\dot{Y}_y = \dot{M}\dot{Z}_в^{-1} M_t'. \qquad (4\text{-}13)$$

Из (4-12) получается обращенное уравнение, которое называют *узловым уравнением*, записанным с использованием матрицы узловых сопротивлений $\dot{Z}$:

$$\dot{U}_\Delta = \dot{Z}J - \dot{Z}\dot{M}\dot{Z}_в^{-1}\dot{E}. \qquad (4\text{-}14)$$

В уравнениях (4-11), (4-12) и (4-14) $\dot{U}_0$ — столбцовая матрица с числом строк, равным числу узлов в схеме без одного. Все элементы этой матрицы равны друг другу и напряжению в базисном узле.

Уравнению (4-14) может быть придана иная форма:

$$\dot{U}_y = \dot{U}_0 + \dot{Z}\dot{J} + \dot{D}\dot{E}, \qquad (4\text{-}15)$$

где

$$\dot{D} = -\dot{Z}\dot{M}\dot{Z}_в^{-1}.$$

Если за базисный принять узел, в котором напряжение равно нулю, то запись уравнения (4-15) упрощается:

$$\dot{U}_y = \dot{Z}J + \dot{D}\dot{E}. \qquad (4\text{-}16)$$

Контурное уравнение следует из соотношения

$$N_t \dot{I}_к = \dot{I}', \qquad (4\text{-}17)$$

где $\dot{I}_k$ и $\dot{I}'$ — столбцовые матрицы контурных токов и токов в ветвях при отсутствии в схеме задающих токов в узлах.

Если в схеме отсутствуют задающие токи, то после преобразований из (4-17) следует, что

$$\dot{Z}_к \dot{I}_к = \dot{E}_к, \qquad (4\text{-}18)$$

где

$$\dot{Z}_к = N\dot{Z}_в N_t. \qquad (4\text{-}19)$$

Учет задающих токов может быть выполнен разными методами, поэтому контурное уравнение для полной схемы, включающей задающие токи, может принимать различные формы. Одна из них имеет ви-

$$\dot{Z}_к \dot{I}_к = \dot{E}_к - N\dot{Z}_в \left\| \begin{matrix} M_a^{-1} \\ 0 \end{matrix} \right\| \dot{J}. \qquad (4\text{-}20)$$

Это уравнение может быть названо *контурным* уравнением, записанным с использованием матрицы контурных сопротивлений. Из (4-20) следует обращенное уравнение

$$\dot{I}_к = \dot{Y}_к \dot{E}_к - \dot{Y}_к N \dot{Z}_в \left\| \begin{matrix} M_a^{-1} \\ 0 \end{matrix} \right\| \dot{J}, \qquad (4\text{-}21)$$

которое также иногда называют контурным уравнением, записанным с использованием матрицы контурных проводимостей.

Применяя метод наложения, для токов в ветвях можно получить формулу

$$\dot{I} = \dot{C}\dot{J} + \dot{Y}_{ij}\dot{E}, \qquad (4\text{-}22)$$

где $\dot{C} = \dot{Z}_в^{-1} M_t' \dot{Z}$ — матрица коэффициентов распределения токов; $\dot{Y}_{ij}$ — матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей.

Уравнения (4-16) и (4-22) входят в третью группу классификации, которой отвечает диаграмма, представленная на рис. 4-1.

§ 4-4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЗЛОВЫХ И КОНТУРНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ

Для матриц узловых проводимостей и контурных сопротивлений справедливы выражения:

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}} = \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\mathbf{M}_t'; \quad \dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}} = \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}\mathbf{N}_t.$$

Формально следуя правилам умножения матриц, можно в каждом конкретном случае получить в соответствии с приведенными формулами числовые значения всех элементов матриц $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}}$. Однако можно на примерах показать, что в таком формальном подходе, связанном с выполнением большого количества вычислений, нет необходимости. Так,

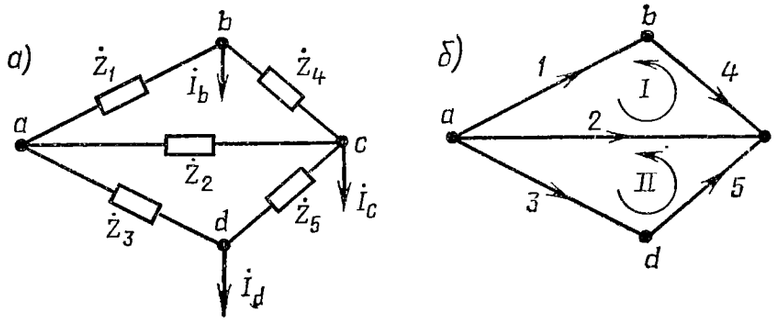


Рис. 4-2

в общем случае, на главной диагонали матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$ при совпадении индексов строк и столбцов располагаются элементы, являющиеся суммой проводимостей ветвей, связанных с узлом схемы данного индекса (номера). Все остальные элементы матрицы представляют собой взятые с обратным знаком проводимости ветвей между узлами, которые отвечают пересекающимся в каждом элементе строкам и столбцам.

В частном случае, при совпадении балансирующего и базисного узлов, на главной диагонали последовательно располагаются суммы проводимостей ветвей, связанных с каждым из узлов схемы, остальные элементы матрицы определяются взятыми с обратным знаком проводимостями ветвей между узлами.

Напомним, что столбцовая матрица $\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\dot{\mathbf{E}}$, входящая в узловое уравнение, также может быть найдена непосредственно по схеме замещения. Каждая строка этой матрицы представляет собой сумму произведений вида $\Sigma \dot{E}_i \dot{Y}_i$, где $\dot{E}_i$ — э. д. с. ветви, связанной с узлом, $\dot{Y}_i$ — проводимость этой ветви. Операция суммирования проводится для всех ветвей, сходящихся в данном узле. При этом э. д. с. принимается положительной, если она направлена от узла.

Выполним теперь операции, требующиеся для формального определения матрицы контурных сопротивлений для сети, схема замещения которой показана на рис. 4-2, *а*, а ее направленный граф — на рис. 4-2, *б*. Вторая матрица инциденций для направленного графа

$$\mathbf{N} = \begin{Vmatrix} -1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{Vmatrix}.$$

Следовательно,

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} = \begin{Vmatrix} -1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{Z}_1 & & & & \\ & \dot{Z}_2 & & & \\ & & \dot{Z}_3 & & \\ & & & \dot{Z}_4 & \\ & & & & \dot{Z}_5 \end{Vmatrix} =$$

$$= \begin{Vmatrix} -\dot{Z}_1 & \dot{Z}_2 & 0 & -\dot{Z}_4 & 0 \\ 0 & -\dot{Z}_2 & \dot{Z}_3 & 0 & \dot{Z}_5 \end{Vmatrix};$$

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}} = \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}\mathbf{N}_t = \begin{Vmatrix} -\dot{Z}_1 & \dot{Z}_2 & 0 & -\dot{Z}_4 & 0 \\ 0 & -\dot{Z}_2 & \dot{Z}_3 & 0 & \dot{Z}_5 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 0 & 1 \\ -1 & 0 \\ 0 & 1 \end{Vmatrix} =$$

$$= \begin{Vmatrix} \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_4 & -\dot{Z}_2 \\ -\dot{Z}_2 & \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_5 \end{Vmatrix}.$$

Полученная матрица имеет характерную структуру. На ее главной диагонали располагаются элементы, являющиеся суммами сопротивлений всех ветвей, входящих в каждый независимый контур. Остальными элементами матрицы служат взятые с обратным знаком сопротивления ветвей, являющихся общими для контуров, которым отвечают номера строк и столбцов матрицы.

Из рассматриваемой структуры вытекает правило, которое справедливо для схем любой сложности. Его применение не вызывает каких-либо затруднений, так же как и применение правила получения матрицы узловых проводимостей. Согласно этим правилам матрицы в обоих случаях составляются непосредственно по схеме замещения электрической сети и ее направленному графу.

Для решения узловых и контурных уравнений соответственно относительно напряжений в узлах и контурных токов требуется обращение матриц $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}}$. Существует много способов обращения матриц. Сцецифичность структуры матриц $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}}$ определяет во многих случаях целесообразность выбора итеративного метода. При вычислении матриц $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}}^{-1}$ этот метод обычно обеспечивает быструю сходимость расчета. Объясняется это тем, что элементы главной диагонали рассматриваемых матриц, как правило, значительно больше остальных элементов, поскольку элементы главной диагонали являются суммами проводимостей или сопротивлений нескольких ветвей, тогда как остальными элементами служат проводимости и сопротивления отдельных ветвей.

Рассмотрим сущность итеративного метода вычисления обратных матриц на примере матрицы узловых проводимостей. Примем в качест-

ве нулевого приближения, что в матрице $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$ отсутствуют недиагональные элементы. В этом случае вычисление обратной матрицы не представляет труда, поскольку обращенная матрица будет диагональной, причем ее элементами будут величины, обратные сопротивлениям главной диагонали обращаемой матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$, т. е. на стадии нулевой итерации

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1\,(0)} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}.$$

Действительная обратная матрица $\dot{\mathbf{Z}}$ отличается от матрицы $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}$ на некоторую поправочную матрицу $\|\Delta\dot{Z}\|$. Элементы этой матрицы сравнительно невелики по модулю вследствие отмеченной выше специфичности структуры матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}$.

В соответствии с определением обратной матрицы

$$(\dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}} + \|\Delta\dot{Z}\|)\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}} = \mathbf{1},$$

откуда следует, что

$$\|\Delta\dot{Z}\|\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}} = \mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}};$$

$$\|\Delta\dot{Z}\| = (\mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}})\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}^{-1} = (\mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}})\,\dot{\mathbf{Z}}. \qquad (4\text{-}23)$$

Определение матрицы $||\Delta\dot{Z}||$ полностью решало бы задачу. Однако для вычисления ее по (4-23) требуется знание матрицы $\dot{\mathbf{Z}}$, являющейся искомым результатом обращения. Поэтому возможно определение лишь приближенного значения матрицы $||\Delta\dot{Z}|| \approx ||\Delta\dot{Z}||_1$:

$$\|\Delta\dot{Z}\|_1 = (\mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}})\,\dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}}. \qquad (4\text{-}24\text{а})$$

Далее можно определить уточненное значение искомой матрицы

$$\dot{\mathbf{Z}}_1 = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{д}} + \|\Delta\dot{Z}\|_1.$$

Для последующего уточнения матрицы необходимо повторить расчеты, определяя

$$\|\Delta\dot{Z}\|_2 = (\mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_1\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}})\,\dot{\mathbf{Z}}_1; \quad \dot{\mathbf{Z}}_2 = \dot{\mathbf{Z}}_1 + \|\Delta\dot{Z}\|_2.$$

Расчет продолжается до тех пор, пока разность между значениями $\dot{\mathbf{Z}}$, полученными при k-й и $(k+1)$-й итерациях, не будет меньше некоторой малой, наперед заданной величины. Тогда при k-й итерации

$$\|\Delta\dot{Z}\|_k = (\mathbf{1} - \dot{\mathbf{Z}}_{k-1}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}})\,\dot{\mathbf{Z}}_{k-1}. \qquad (4\text{-}24\text{б})$$

§ 4-5. МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СИСТЕМЫ

Параметры режима электрической системы в каждом конкретном случае могут быть найдены в результате решения систем уравнений, в которые искомые параметры входят в качестве неизвестных величин. При этом для определения напряжений в узлах используются узловые уравнения, для определения контурных токов — контурные уравнения. Для непосредственного нахождения токов в ветвях требуется совместное решение системы уравнений, отвечающих I и II законам Кирхгофа.

Общим свойством всех рассматриваемых уравнений является независимость матриц параметров схемы замещения системы от матриц параметров ее режима. Это свойство присуще линейным уравнениям. Следовательно, во всех случаях, когда требуется найти те или иные параметры режима системы, необходимо решать системы линейных уравнений. Общее решение может быть получено с помощью обратной матрицы пассивных параметров системы.

В сложных электрических системах не всегда удается воспользоваться этим приемом. Высокий порядок матриц пассивных параметров, характерный для сложных систем, затрудняет выполнение операции обращения. Поэтому многие программы, составленные для ЦВМ и предназначенные для расчетов параметров режима сложных электрических систем и сетей, предусматривают использование различных методов численного решения систем уравнений, не требующих обращения матриц. Известно большое число таких методов, применяющихся в практике расчетов электрических систем. Ниже рассматриваются наиболее характерные из них. Разбор этих методов выполнен на примере узловых уравнений. Однако принципиально возможно их применение и для решения других линейных уравнений, характеризующих режим сложной электрической системы.

Итерационный метод. Применение итерационного метода (иногда называемого методом Зейделя) для расчета режимов электрических сетей и систем может быть названо *внутренней итерацией*. Введением такого термина подчеркивается то обстоятельство, что здесь проводится решение линеаризованных уравнений; при решении нелинейных уравнений расчеты режимов электрических сетей можно назвать *внешней итерацией*.

Сущность любого итерационного метода решения уравнений заключается в последовательном приближении к искомому решению в результате однотипных расчетов (см. гл. 1). Исходными данными при этом являются произвольно принятые значения искомых переменных. Применительно к узловому уравнению такими данными, принимаемыми на начальной стадии расчета, являются напряжения во всех узлах схемы, кроме базисного. При заданном напряжении в базисном узле эти напряжения образуют столбцовую матрицу $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(0)}$.

Поскольку значения элементов матрицы $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{\prime(0)}$ приняты произвольно, то матрица $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(0)}$ в общем случае не удовлетворяет узловому уравнению. Правая и левая части этого уравнения будут равны лишь в том случае, если в элементы матрицы $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(0)}$ внести некоторые «добавки», составляющие матрицу поправок $\|\Delta\dot{U}\|$. В этом случае

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}\,(\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(0)} + \|\Delta\dot{U}\|) = \dot{\mathbf{J}} + \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}}. \qquad (4\text{-}25)$$

Поправки могут быть найдены разными способами. Так, метод простой итерации, рассмотренный в [Л.1], применительно к решению узло-

вого уравнения, предусматривает при каждой итерации определение поправок сразу для всех узловых напряжений рассматриваемой схемы. В методе ускоренной итерации, называемом также методом Зейделя, проводится последовательное построчное определение поправок. При этом обычно обеспечивается существенно лучшая сходимость, нежели в методе простой итерации. Поэтому метод ускоренной итерации широко используется при решении электроэнергетических задач.

Применение метода можно пояснить на примере решения узлового уравнения (4-12) третьего порядка, определяющего режим в схеме, в которой $\dot{\mathbf{E}} = 0$. В раскрытой форме это уравнение имеет вид

$$\left\| \begin{matrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{U}_1 - \dot{U}_0 \\ \dot{U}_2 - \dot{U}_0 \\ \dot{U}_3 - \dot{U}_0 \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \end{matrix} \right\|.$$

При произвольно принятых напряжениях $\dot{U}_1^{(0)}$, $\dot{U}_2^{(0)}$ и $\dot{U}_3^{(0)}$ в каждое из уравнений, входящих в эту систему, должна быть внесена поправка. Внесем такую поправку при записи уравнения для первого узла только к напряжению в этом узле. При этом уравнение примет вид

$$\dot{Y}_{11}(\dot{U}_1^{(0)} + \Delta\dot{U}_1^{(1)} - \dot{U}_0) + \dot{Y}_{12}(\dot{U}_2^{(0)} - \dot{U}_0) + \dot{Y}_{13}(\dot{U}_3^{(0)} - \dot{U}_0) = \dot{J}_1,$$

откуда

$$\Delta\dot{U}_1^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{11}}\left[\dot{J}_1 + (\dot{Y}_{11} + \dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{13})\dot{U}_0 - \dot{Y}_{12}\dot{U}_2^{(0)} - \dot{Y}_{13}\dot{U}_3^{(0)}\right] -$$

$$- \dot{U}_1^{(0)} = \beta_1' - \alpha_{12}\dot{U}_2^{(0)} - \alpha_{13}\dot{U}_3^{(0)} - \dot{U}_1^{(0)},$$

где $$\beta_1' = \frac{1}{\dot{Y}_{11}}\left[\dot{J}_1 + (\dot{Y}_{11} + \dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{13})\dot{U}_0\right];$$

$$\alpha_{12} = \dot{Y}_{12}/\dot{Y}_{11}; \quad \alpha_{13} = \dot{Y}_{13}/\dot{Y}_{11}.$$

Скорректированное значение напряжения первого узла

$$\dot{U}_1^{(1)} = \dot{U}_1^{(0)} + \Delta\dot{U}_1^{(1)} = \beta_1' - \alpha_{12}U_2^{(0)} - \alpha_{13}\dot{U}_3^{(0)} =$$

$$= \beta_1' - \sum_{j=1}^{3}\alpha_{1j}\dot{U}_j^{(0)}, \qquad (4\text{-}26)$$

где $\alpha_{11} = 0$.

Уравнение второго узла запишем в предположении, что напряжение в первом узле имеет скорректированное значение $\dot{U}_1^{(1)}$. При этом поправку, необходимую для удовлетворения уравнения при произвольно принятых значениях искомых неизвестных, вносим лишь в напряжение во втором узле. В этом случае

$$\dot{Y}_{21}(U_1^{(1)} - \dot{U}_0) + \dot{Y}_{22}(\dot{U}_2^{(0)} + \Delta\dot{U}_2^{(1)} - \dot{U}_0) - \dot{Y}_{23}(\dot{U}_3^{(0)} - \dot{U}_0) = \dot{J}_2$$

и, следовательно,

$$\Delta\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{22}}\left[\dot{J}_2 + (\dot{Y}_{21} + \dot{Y}_{22} + \dot{Y}_{23})\dot{U}_0 - \dot{Y}_{21}\dot{U}_1^{(1)} - \dot{Y}_{23}\dot{U}_3^{(0)}\right] -$$

$$- \dot{U}_2^{(0)} = \beta_2' - \alpha_{21}\dot{U}_1^{(1)} - \alpha_{23}\dot{U}_3^{(0)} - \dot{U}_2^{(0)}.$$

Скорректированное значение напряжения во втором узле

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_2^{(0)} + \Delta U_2^{(1)} = \beta_2' - \alpha_{21}\dot{U}_1^{(1)} - \alpha_{23}\dot{U}_3^{(0)}, \qquad (4\text{-}27)$$

где

$$\alpha_{21} = \dot{Y}_{21}/\dot{Y}_{22}; \quad \alpha_{23} = \dot{Y}_{23}/\dot{Y}_{22}.$$

Выражение (4-27) может быть записано в виде

$$\dot{U}_2^{(1)} = \beta_2' - \alpha_{21}\dot{U}_1^{(1)} - \sum_{j=2}^{3}\alpha_{2j}U_j^{(0)}, \qquad (4\text{-}27\text{а})$$

причем $\alpha_{22} = 0$.

Для третьего узла рассматриваемой системы имеем аналогично первым двум

$$\dot{Y}_{31}(\dot{U}_1^{(1)} - \dot{U}_0) + \dot{Y}_{32}(\dot{U}_2^{(1)} - \dot{U}_0) + \dot{Y}_{33}(\dot{U}_3^{(0)} + \Delta\dot{U}_3^{(1)} - \dot{U}_0) = \dot{J}_3,$$

откуда поправка к напряжению в этом узле

$$\Delta\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{33}}\left[\dot{J}_3 + (\dot{Y}_{31} + \dot{Y}_{32} + \dot{Y}_{33})\dot{U}_0 - \right.$$

$$\left. - \dot{Y}_{31}\dot{U}_1^{(1)} - \dot{Y}_{32}\dot{U}_2^{(1)}\right] - \dot{U}_3^{(0)}. \qquad (4\text{-}28)$$

Следовательно, скорректированное напряжение в третьем узле

$$\dot{U}_3^{(1)} = \dot{U}_3^{(0)} + \Delta\dot{U}_3^{(1)} = \beta_3' - \alpha_{31}\dot{U}_1^{(1)} - \alpha_{32}\dot{U}_2^{(1)},$$

где

$$\alpha_{31} = \dot{Y}_{31}/\dot{Y}_{33}; \quad \alpha_{32} = \dot{Y}_{32}/\dot{Y}_{33}.$$

Найденные скорректированные значения напряжений во всех узлах схемы могут служить исходными данными для дальнейшего последовательного уточнения напряжений в рассмотренном порядке.

При наличии э. д. с. в ветвях постоянные коэффициенты β_i' в (4-26) ÷ (4-28) вычисляются в соответствии с матричным выражением

$$\boldsymbol{\beta} = \left\| \begin{matrix} \beta_1' \\ \beta_2' \\ \beta_3' \end{matrix} \right\| + \left\| \begin{matrix} \frac{1}{\dot{Y}_{11}} & & \\ & \frac{1}{\dot{Y}_{22}} & \\ & & \frac{1}{\dot{Y}_{33}} \end{matrix} \right\| \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\dot{\mathbf{E}} = \boldsymbol{\beta}' + \left\| \frac{1}{\dot{Y}_{ii}} \right\|_{\text{д}} \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\dot{\mathbf{E}}. \qquad (4\text{-}29)$$

Считая, что значения напряжения в результате k-й итерации известны, для общего случая n искомых напряжений в узлах можно написать следующие общие формулы при $(k+1)$-й итерации:

$$\left.\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(k+1)} &= \beta_1 + \sum_{j=1}^{n} \alpha_{1j}\dot{U}_j^{(k)};\\
\dot{U}_2^{(k+1)} &= \beta_2 + \alpha_{21}U_1^{(k+1)} + \sum_{j=2}^{n} \alpha_{2j}\dot{U}_j^{(k)};\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
\dot{U}_i^{(k+1)} &= \beta_i + \sum_{j=1}^{i-1} \alpha_{ij}U_j^{(k+1)} + \sum_{j=i}^{n} \alpha_{ij}\dot{U}_j^{(k)};\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
\dot{U}_n^{k+1} &= \beta_n + \sum_{j=1}^{n-1} \alpha_{nj}U_j^{k+1},
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}30)$$

где $\alpha_{11} = \alpha_{22} = \ldots = \alpha_{ii} = \ldots = \alpha_{nn} = 0$.

Метод ускоренной итерации применяется во многих программах, составленных для ЦВМ и предназначенных для расчетов режимов электрических систем. В частности, на этом методе основываются программы, разработанные институтом электродинамики АН УССР и получившие наиболее широкое применение в отечественной практике.

Метод Гаусса. Вновь обратимся к примеру схемы с четырьмя узлами, один из которых принимается в качестве базисного. При отсутствии э. д. с. в схеме справедливы уравнения

$$\left.\begin{aligned}
\dot{Y}_{11}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{13}\dot{U}_3 &= \dot{J}_1 + (\dot{Y}_{11}+\dot{Y}_{12}+\dot{Y}_{13})\dot{U}_0 = \dot{J}_{1c};\\
\dot{Y}_{21}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{23}\dot{U}_3 &= \dot{J}_2 + (\dot{Y}_{21}+\dot{Y}_{22}+\dot{Y}_{23})\dot{U}_0 = \dot{J}_{2c};\\
\dot{Y}_{31}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{32}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{33}\dot{U}_3 &= \dot{J}_3 + (\dot{Y}_{31}+\dot{Y}_{32}+\dot{Y}_{33})\dot{U}_0 = \dot{J}_{3c}.
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}31)$$

Разделив первое из уравнений системы (4-31) на $\dot{Y}_{11}$, получим

$$\dot{U}_1 + (\dot{Y}_{12}/\dot{Y}_{11})\dot{U}_2 + (\dot{Y}_{13}/\dot{Y}_{11})\dot{U}_3 = \dot{J}_{1c}/\dot{Y}_{11},$$

или

$$\dot{U}_1 + \alpha_{12}\dot{U}_2 + \alpha_{13}\dot{U}_3 = \beta_1'. \qquad (4\text{-}32)$$

С помощью уравнения (4-32) легко исключить напряжение $\dot{U}_1$ из системы (4-31). Для этого следует из второго уравнения системы вычесть уравнение (4-32), умноженное на $\dot{Y}_{21}$, а из третьего уравнения вычесть (4-32), умноженное на $\dot{Y}_{31}$. При этом запишем:

$$\left.\begin{aligned}
(\dot{Y}_{22}-\alpha_{12}\dot{Y}_{21})\dot{U}_2 + (\dot{Y}_{23}-\alpha_{13}\dot{Y}_{21})\dot{U}_3 &= \dot{J}_{2c}-\beta_1'\dot{Y}_{21};\\
(\dot{Y}_{32}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31})\dot{U}_2 + (\dot{Y}_{33}-\alpha_{13}\dot{Y}_{31})\dot{U}_3 &= \dot{J}_{3c}-\beta_1'\dot{Y}_{31}.
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}33)$$

Разделив первое из уравнений (4-31) на $(\dot{Y}_{22}-\alpha_{12}Y_{21})$, получим

$$\dot{U}_2 + \frac{\dot{Y}_{23}-\alpha_{13}\dot{Y}_{21}}{\dot{Y}_{22}-\alpha_{12}\dot{Y}_{21}}\dot{U}_3 = \frac{J_{2c}-\beta_1'\dot{Y}_{21}}{\dot{Y}_{22}-\alpha_{12}\dot{Y}_{21}} \qquad (4\text{-}34)$$

или

$$\dot{U}_2 + \alpha_{23}^{(1)}\dot{U}_3 = \beta_2^{(1)}.$$

Далее, умножая (4-34) на коэффициент $(\dot{Y}_{32}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31})$ и вычитая полученное уравнение из второго уравнения системы (4-33), находим

$$[(\dot{Y}_{33}-\alpha_{13}\dot{Y}_{31}) - \alpha_{23}^{(1)}(\dot{Y}_{32}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31})]\dot{U}_3 = \dot{J}_{3c}-\beta_1'\dot{Y}_{31} - (\dot{Y}_{32}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31})\beta_2^{(1)} = \beta_3^{(1)},$$

откуда следует, что

$$\dot{U}_3 = \frac{\beta_3^{(1)}}{(\dot{Y}_{33}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31}) - \alpha_{23}^{(1)}(\dot{Y}_{32}-\alpha_{12}\dot{Y}_{31})}. \qquad (4\text{-}35)$$

После определения $\dot{U}_3$ напряжение во втором узле находится в соответствии с (4-34). Последнее неизвестное напряжение — $\dot{U}_1$ — может быть вычислено по уравнению (4-32).

Сущность изложенного метода заключается в последовательном упорядоченном исключении неизвестных. Этот процесс обычно называется *прямым ходом*. Следующим этапом расчета является последовательное определение неизвестных. Этот процесс называется *обратным ходом*.

Представим теперь систему (4-31) в матричной форме, причем разделим матрицы на несколько подматриц и учтем наличие э. д. с. в ветвях схемы:

$$\left\|\begin{array}{cc|c}\dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13}\\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23}\\ \hline \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33}\end{array}\right\| \cdot \left\|\begin{array}{c}\dot{U}_1\\ \dot{U}_2\\ \hline \dot{U}_3\end{array}\right\| = \left\|\begin{array}{c}\dot{J}_{1c}\\ \dot{J}_{2c}\\ \hline \dot{J}_{3c}\end{array}\right\| - \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\dot{\mathbf{E}} = \left\|\begin{array}{c}\dot{J}_{1\Sigma}\\ \dot{J}_{2\Sigma}\\ \hline \dot{J}_{3\Sigma}\end{array}\right\|,$$

или в обобщенной форме

$$\left\|\begin{array}{cc}\dot{\mathbf{Y}}_{11} & \dot{\mathbf{Y}}_{12}\\ \dot{\mathbf{Y}}_{21} & \dot{\mathbf{Y}}_{22}\end{array}\right\| \cdot \left\|\begin{array}{c}\dot{\mathbf{U}}_1\\ \dot{\mathbf{U}}_2\end{array}\right\| = \left\|\begin{array}{c}\dot{\mathbf{J}}_{1\Sigma}\\ \dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma}\end{array}\right\|. \qquad (4\text{-}36)$$

Уравнение (4-36) может быть представлено двумя уравнениями

$$\left.\begin{aligned}
\dot{\mathbf{Y}}_{11}\dot{\mathbf{U}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{12}\dot{\mathbf{U}}_2 &= \dot{\mathbf{J}}_{1\Sigma};\\
\dot{\mathbf{Y}}_{21}\dot{\mathbf{U}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{22}\dot{\mathbf{U}}_2 &= \dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma}.
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}37)$$

Из второго уравнения системы (4-37) можно получить

$$\dot{\mathbf{U}}_2 = \dot{\mathbf{Y}}_{22}^{-1}(\dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma} - \dot{\mathbf{Y}}_{21}\dot{\mathbf{U}}_1), \qquad (4\text{-}38)$$

при этом первое уравнение системы (4-37) может быть представлено в виде

$$\dot{\mathbf{Y}}_{11}\dot{\mathbf{U}}_1+\dot{\mathbf{Y}}_{12}\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{-1}(\dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma}-\dot{\mathbf{Y}}_{21}\dot{\mathbf{U}}_1)=\dot{\mathbf{J}}_{1\Sigma},$$

или

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{11}-\dot{\mathbf{Y}}_{12}\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{-1}\dot{\mathbf{Y}}_{21})\dot{\mathbf{U}}_1=\dot{\mathbf{J}}_{1\Sigma}-\dot{\mathbf{Y}}_{12}\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{-1}\dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma}. \qquad (4\text{-}39)$$

Уравнение (4-39) не содержит напряжения $\dot{\mathbf{U}}_2$, следовательно, оно соответствует прямому ходу метода Гаусса. В рассматриваемом примере $\dot{\mathbf{U}}_2=\dot{U}_3$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{22}=\dot{Y}_{33}$. Применение (4-39) в этих условиях позволяет исключить одну неизвестную величину, причем операция обращения матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{22}$ заключается в вычислении величины $1/\dot{Y}_{33}$.

Аналогично при использовании уравнения (4-39) может быть исключена и следующая неизвестная. Последовательное применение формулы (4-39) принципиально позволяет выполнить расчеты прямого хода при любом числе неизвестных, т. е. в условиях сложной электрической системы. Операции обратного хода метода Гаусса при этом должны осуществляться в соответствии с формулой (4-38).

Исключение переменных может выполняться не только последовательно по одному, но также и группами. При этом матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{22}$, $\dot{\mathbf{U}}_2$ и $\dot{\mathbf{J}}_{2\Sigma}$ должны включать не по одному элементу, а все те элементы, которые относятся к группе исключаемых напряжений. С ростом числа напряжений, исключаемых одновременно, увеличивается порядок матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{22}$, а следовательно, операция ее обращения усложняется.

§ 4-6. МЕТОД РАЗРЕЗАНИЯ КОНТУРОВ

Напряжения на ветвях и в узлах схемы связаны уравнением (4-11), которое при совмещении базисного и балансирующего узлов имеет вид

$$\mathbf{M}_t\dot{\mathbf{U}}_\Delta=\dot{\mathbf{U}}_\text{в}. \qquad (4\text{-}40)$$

Разобьем транспонированную матрицу инциденций $\mathbf{M}_t$ на две подматрицы:

$$\mathbf{M}_t=\|\mathbf{M}_\alpha\,\mathbf{M}_\beta\|_t \qquad (4\text{-}41)$$

Здесь $\mathbf{M}_\alpha$ и $\mathbf{M}_\beta$ — матрицы соединений в узлах ветвей дерева и хорд направленного графа схемы.

Из (4-40) и (4-41) следует, что

$$\left\|\begin{matrix}\mathbf{M}_{\alpha t}\\ \mathbf{M}_{\beta t}\end{matrix}\right\|\dot{\mathbf{U}}_\Delta=\dot{\mathbf{U}}_\text{в}=\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\alpha}\\ \dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\beta}\end{matrix}\right\|, \qquad (4\text{-}42)$$

откуда

$$\mathbf{M}_{\alpha t}\dot{\mathbf{U}}_\Delta=\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\alpha}.$$

Поскольку матрица $\mathbf{M}_{\alpha t}$ квадратная и неособенная, то

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta=\dot{\mathbf{U}}_\text{у}-\dot{\mathbf{U}}_0=\mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\alpha},$$

а следовательно,

$$\dot{\mathbf{U}}_\text{у}=\dot{\mathbf{U}}_0+\mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\alpha}. \qquad (4\text{-}43)$$

В соответствии с законом Ома для всех ветвей схемы

$$\dot{\mathbf{Z}}_\text{в}\dot{\mathbf{I}}-\dot{\mathbf{E}}=\dot{\mathbf{U}}_\text{в},$$

тогда как для ветвей дерева

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha}\dot{\mathbf{I}}_\alpha-\dot{\mathbf{E}}_\alpha=\dot{\mathbf{U}}_{\text{в}\alpha}.$$

Поэтому уравнение (4-43) может быть записано в виде

$$\dot{\mathbf{U}}_\text{у}=\dot{\mathbf{U}}_0-\mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}(\dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha}\dot{\mathbf{I}}_\alpha-\dot{\mathbf{E}}_\alpha). \qquad (4\text{-}44)$$

Обратимся теперь к уравнению I закона Кирхгофа, при записи которого воспользуемся матрицами $\mathbf{M}_\alpha$ и $\mathbf{M}_\beta$:

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}}=\|\mathbf{M}_\alpha\,\mathbf{M}_\beta\|\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{I}}_\alpha\\ \dot{\mathbf{I}}_\beta\end{matrix}\right\|=\dot{\mathbf{J}}.$$

Из этого уравнения следует, что

$$\mathbf{M}_\alpha\dot{\mathbf{I}}_\alpha+\mathbf{M}_\beta\dot{\mathbf{I}}_\beta=\dot{\mathbf{J}}, \qquad (4\text{-}45)$$

поэтому

$$\dot{\mathbf{I}}_\alpha=\mathbf{M}_\alpha^{-1}(\dot{\mathbf{J}}-\mathbf{M}_\beta\dot{\mathbf{I}}_\beta). \qquad (4\text{-}45\text{а})$$

С учетом (4-45) уравнение (4-44) принимает вид

$$\dot{\mathbf{U}}_\text{у}=\dot{\mathbf{U}}_0+\mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha}\mathbf{M}_\alpha^{-1}(\dot{\mathbf{J}}-\mathbf{M}_\beta\dot{\mathbf{I}}_\beta)-\mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\dot{\mathbf{E}}_\alpha. \qquad (4\text{-}46)$$

Уравнение (4-46) показывает, что для определения напряжения в узлах достаточно знать значения токов в хордах. Число этих токов может быть относительно невелико, поэтому применение формулы (4-46) оказывается во многих случаях практически оправданным.

Одним из способов определения токов в хордах и напряжений в узлах является метод разрезания контуров, предусматривающий эквивалентную замену реальной замкнутой сети разомкнутой сетью и применение итерационного метода расчета.

Рассмотрим сеть, принципиальная схема которой показана на рис. 4-3, *а*. На схеме нанесены токи, протекающие по ветвям, и задающие токи в узлах. На рис. 4-3, *б* показана та же схема, но при разрыве (удалении) ветвей, образующих два контура. Для того чтобы режим оставшихся ветвей и напряжения в узлах не изменились после размыкания хорд, необходимо соответствующим образом скорректировать значения задающих токов в узлах *b*, *c* и *d*. Очевидно, что для этого к узлам следует приложить токи, протекающие в исходной схе-

ме по удаленным ветвям. Так, к узловому току узла b необходимо прибавить ток $\dot{I}_4$, а от узлового тока узла c вычесть ток $\dot{I}_4$. Если эти токи считать не узловыми, а задающими, то знаки у них следует изменить на противоположные. Для этих условий на рис. 4-3, *б* показано распределение токов в разомкнутой схеме, эквивалентной исходной замкнутой. При этом значения задающих токов можно найти на основании уравнения (4-45 а), из которого следует, что

$$\mathbf{M}_\alpha \dot{\mathbf{I}}_\alpha = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta. \tag{4-47}$$

Если принять, что в исходной и разомкнутой схемах токи в ветвях имеют одно и то же значение, то в соответствии с (4-47) задающие токи должны быть равными:

$$\dot{\mathbf{J}}' = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_\beta. \tag{4-48}$$

Здесь $\dot{\mathbf{J}}_\beta = -\mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta$ — матрица дополнительных задающих токов, отражающих влияние токов в разомкнутых хордах.

Выражение (4-48) входит в уравнение (4-46), которое, кроме того, содержит еще матрицы, относящиеся только к дереву схемы. Следовательно, уравнение (4-46) определяет узловые уравнения эквивалентной разомкнутой схемы.

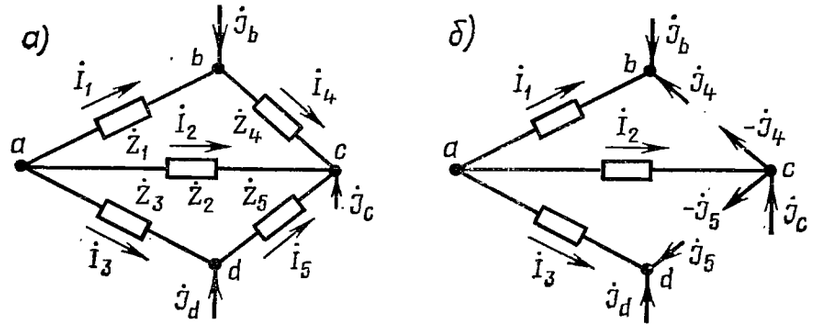


Рис. 4-3

На первом шаге итеративного расчета примем, что токи во всех хордах равны нулю, т. е. $\dot{\mathbf{J}}_\beta^{(0)} = 0$. В этом случае в соответствии с (4-46) получим

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(0)} = \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha} \mathbf{M}_\alpha^{-1} \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_\alpha.$$

Если теперь перейти к расчету исходной замкнутой схемы, то можно найти напряжения на хордах, равные в соответствии с (4-42)

$$\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)} = \mathbf{M}_{\beta t} \dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(0)},$$

а также и токи в хордах, связанные с матрицей $\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}$ уравнением закона Ома $\dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}\dot{\mathbf{I}}_\beta - \dot{\mathbf{E}}_\beta = \dot{\mathbf{U}}_{в\beta}$ и равные

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)} = \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)} - \dot{\mathbf{E}}_\beta).$$

Далее выполняется следующая итерация, причем вычисляются:

$$\dot{\mathbf{J}}'^{(1)} = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_\beta^{(1)} = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)}; \tag{4-49}$$

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(1)} = \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha} \mathbf{M}_\alpha^{-1} \dot{\mathbf{J}}'^{(1)} - \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_\alpha; \tag{4-50}$$

$$\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(1)} = \mathbf{M}_{\beta t} \dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(1)}; \tag{4-51}$$

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(2)} = \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(1)} - \dot{\mathbf{E}}_\beta). \tag{4-52}$$

Расчет последующих итераций ведется аналогично.

Возможен и другой подход к решению рассматриваемой задачи. Известно, что токи в хордах являются контурными, поскольку протекают в ветвях, принадлежащих только одному контуру. Следовательно, переход (после определения в результате нулевой итерации напряжений в узлах) к расчету исходной замкнутой схемы позволяет использовать контурные уравнения.

Пусть в разомкнутой схеме, в которой $\dot{\mathbf{I}}_\beta = 0$, найдены напряжения $\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)}$. При замыкании хорд под влиянием разности напряжений в узлах, которые связываются хордами, в контурах схемы потекут токи $\| \Delta \dot{I}_к^{(1)} \| = \| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \|$, причем в соответствии с контурными уравнениями

$$\dot{\mathbf{Z}}_к \| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \| = \dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta. \tag{4-53}$$

Будем считать, что токи $\|\Delta \dot{I}_\beta^{(1)}\|$ в каждом из контуров определяются напряжениями между узлами, сязывающими хорды, только своего контура и не зависят от напряжений в других контурах. Тогда уравнение (4-53) примет вид

$$\dot{\mathbf{Z}}_{к.\,д} \| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \| = \dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta, \tag{4-54}$$

где $\dot{\mathbf{Z}}_{к.д}$ — диагональная матрица, элементами которой являются собственные сопротивления контуров, обусловленные замыканием хорд.

Из (4-45) имеем

$$\| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \| = \dot{\mathbf{Z}}_{к.\,д}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta)$$

и, следовательно,

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)} = \dot{\mathbf{I}}_\beta^{(0)} + \| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \| = \| \Delta \dot{I}_\beta^{(1)} \|.$$

Расчет следующей итерации выполняется по формулам (4-49) — (4-51), а матрица поправок определяется в соответствии с контурным уравнением, причем

$$\| \Delta \dot{I}_\beta^{(2)} \| = \dot{\mathbf{Z}}_{к.\,д}^{-1} \| \dot{\mathbf{U}}_{в\beta}^{(1)} - \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta} \dot{I}_\beta^{(1)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta \|;$$

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(2)} = \dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)} + \| \Delta \dot{I}_\beta^{(2)} \|.$$

Дальнейший расчет выполняется аналогично. При известных на k-й итерации величинах расчет $(k+1)$-й итерации ведется по следующим формулам:

$$\dot{\mathbf{J}}'^{(k+1)} = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_{\beta}\,\dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(k)};$$

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(k+1)} = \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\,\dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha}\,\mathbf{M}_{\alpha}^{-1}\,\dot{\mathbf{J}}'^{(k+1)} - \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}}_{\alpha};$$

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathrm{в}\beta}^{(k+1)} = \mathbf{M}_{\alpha t}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}^{(k+1)};$$

$$\left\|\Delta\dot{I}_{\beta}^{(k+1)}\right\| = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{к.д}}^{-1}\left\|\dot{\mathbf{U}}_{\mathrm{в}\beta}^{(k+1)} - \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}\,\dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{k} + \dot{\mathbf{E}}_{\beta}\right\|;$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(k+1)} = \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(k)} + \left\|\Delta\dot{I}_{\beta}^{(k+1)}\right\|.$$

Рассмотренный алгоритм наиболее успешно реализован в программах, составленных для ЦВМ, разработанных в Киевском политехническом институте.

§ 4-7. МЕТОДЫ РАСЧЕТА, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ИСХОДНЫХ УРАВНЕНИЙ

Как правило, в схемах электрических систем узлы связаны ветвями с некоторым ограниченным количеством других узлов. Поэтому в матрице узловых проводимостей значительное число элементов равно нулю, поскольку взаимные узловые проводимости узлов, между которыми отсутствует электрическая (или, в общем случае, и магнитная) связь, равны нулю. Операции с нулевыми элементами матрицы занимают машинное время при выполнении расчетов на ЦВМ, но, в сущности, являются ненужными. Поэтому при развитии методов анализа режимов электрических систем стремятся предусмотреть выполнение определенных упрощающих преобразований матриц узловых проводимостей. Целью таких преобразований является получение более компактной записи, уменьшающей или совсем исключающей операции с нулевыми элементами. При этом зачастую удается представить решение в виде ряда последовательно выполняемых расчетов, каждый из которых производится в более простых расчетных условиях, нежели условия, характеризующие всю задачу в целом.

Сказанное о матрице узловых проводимостей справедливо и для матрицы контурных сопротивлений $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{к}}$. Значительное число недиагональных элементов этой матрицы также равно нулю, что отражает отсутствие общих ветвей для многих контуров и характерно для схем замещения электрических систем. Поэтому методы преобразования исходных контурных уравнений и соответствующие изменения матрицы контурных сопротивлений во многих случаях позволяют упростить решение задачи и сократить необходимое для этого время работы ЦВМ.

Структура системы узловых уравнений, т. е. последовательность уравнений, чередование в каждом из них нулевых элементов, зависит от принятой нумерации узлов. Поэтому с нумерацией узлов оказывается связанной и структура матрицы узловых проводимостей. Это обстоятельство и используется для преобразования уравнений. Принятая нумерация узлов в этом случае должна обеспечивать структуру исходной матрицы узловых проводимостей, удобную для выполнения последующих преобразований.

Аналогичные условия могут быть обеспечены для преобразования контурных уравнений и матриц контурных сопротивлений, если принять целесообразную нумерацию ветвей дерева и хорд графа схемы замещения электрической системы.

Метод исключения контуров графа. Разделим узлы графа рассчитываемой сети на две группы (два множества). Одну из них назовем группой (множеством) P, а другую — группой (множеством) Q.

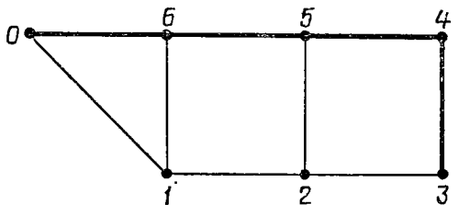


Рис. 4-4

Пусть во множество P входят только те узлы, удаление которых вместе со связанными с ними ветвями приводит к образованию дерева графа. Узлы такого графа составляют множество Q.

На рис. 4-4 показан пример графа сети с тремя замкнутыми контурами. В нем узлы *1* и *2* образуют множество P. Для наглядности в графе жирными линиями показаны ветви дерева графа, получаемого после удаления узлов *1* и *2*.

Узловое уравнение для рассматриваемого примера может быть записано в виде

$$\left\|\begin{array}{cc|cccc} \dot{Y}_{11} & -\dot{Y}_{12} & 0 & 0 & 0 & -\dot{Y}_{16} \\ -\dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & -\dot{Y}_{23} & 0 & -\dot{Y}_{25} & 0 \\ \hline 0 & -\dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} & -\dot{Y}_{34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_{43} & \dot{Y}_{44} & -\dot{Y}_{45} & 0 \\ 0 & -\dot{Y}_{52} & 0 & -\dot{Y}_{54} & \dot{Y}_{55} & -\dot{Y}_{56} \\ -\dot{Y}_{61} & 0 & 0 & 0 & -\dot{Y}_{65} & \dot{Y}_{66} \end{array}\right\| \cdot \left\|\begin{array}{c} \dot{U}_{1\Delta} \\ \dot{U}_{2\Delta} \\ \hline \dot{U}_{3\Delta} \\ \dot{U}_{4\Delta} \\ \dot{U}_{5\Delta} \\ \dot{U}_{6\Delta} \end{array}\right\| = \left\|\begin{array}{c} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \hline \dot{J}_3 \\ \dot{J}_4 \\ \dot{J}_5 \\ \dot{J}_6 \end{array}\right\|. \qquad (4\text{-}55)$$

Выделим в записанном матричном уравнении подматрицы, отвечающие узлам множеств P и Q (очерчены штриховыми линиями). При этом в обобщенной форме узловое уравнение запишется как

$$\left\|\begin{array}{cc} \dot{\mathbf{Y}}_{pp} & \dot{\mathbf{Y}}_{pq} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{qp} & \dot{\mathbf{Y}}_{qq} \end{array}\right\| \cdot \left\|\begin{array}{c} \dot{\mathbf{U}}_{p\Delta} \\ \dot{\mathbf{U}}_{q\Delta} \end{array}\right\| = \left\|\begin{array}{c} \dot{\mathbf{J}}_{p} \\ \dot{\mathbf{J}}_{q} \end{array}\right\|, \qquad (4\text{-}56\text{а})$$

откуда следует, что

$$\left.\begin{aligned} \dot{\mathbf{Y}}_{pp}\,\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta} + \dot{\mathbf{Y}}_{pq}\,\dot{\mathbf{U}}_{q\Delta} &= \dot{\mathbf{J}}_{p}; \\ \dot{\mathbf{Y}}_{qp}\,\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta} + \dot{\mathbf{Y}}_{qq}\,\dot{\mathbf{U}}_{q\Delta} &= \dot{\mathbf{J}}_{q}. \end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}56\text{б})$$

Во втором уравнении системы (4-56б) матрица $\dot{\mathbf{Y}}_{qq}$ содержит проводимости ветвей дерева графа рассчитываемой сети. Поскольку дерево не содержит замкнутых контуров, то в нем всегда будет один или несколько узлов, у которых после удаления узлов множества P остается только одна ветвь. Такие узлы условно называют *висячими узлами*. На рис. 4-4 висячим узлом является узел *3*.

В матрице $\dot{\mathbf{Y}}_{qq}$ висячим узлам отвечают строки, в которых содержится только два значимых элемента. Одним из них является собственная проводимость висячего узла, а другим — взятая с обратным знаком проводимость ветви, связывающей висячий узел с соседним узлом дерева. В матричном уравнении (4-55) висячему узлу отвечает третья строка, причем в матрице $\dot{\mathbf{Y}}_{qq}$ содержатся проводимости $\dot{Y}_{33}$ и $-\dot{Y}_{34}$. Проводимостям в столбцовой матрице $\dot{\mathbf{U}}_{q\Delta}$ соответствуют два напряжения, в данном случае напряжения узлов 3 и *4*, в общем — узлов i и j. Таким образом, имеется принципиальная возможность из уравнения, которое во втором матричном уравнении системы (4-55) отвечает висячему узлу (i), исключить напряжение $\dot{U}_{i\Delta}$, выразив его через напряжение $\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta}$ и напряжение узла j.

Уравнение висячего узла *3* имеет вид

$$-\dot{Y}_{32}\dot{U}_{2\Delta}+\dot{Y}_{33}\dot{U}_{3\Delta}-\dot{Y}_{34}\dot{U}_{4\Delta}=\dot{J}_3,$$

откуда следует, что

$$\dot{U}_{3\Delta}=\dot{Y}_{33}^{-1}(\dot{J}_3+\dot{Y}_{32}\dot{U}_{2\Delta}+\dot{Y}_{34}\dot{U}_{4\Delta})=f_{3\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{4\Delta}). \qquad (4\text{-}57)$$

Подставляя найденное выражение в уравнение узла *4* (j), связанного единственной ветвью с висячим узлом 3 (i), получаем

$$-\dot{Y}_{34}f_{3\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{4\Delta})+\dot{Y}_{44}\dot{U}_{4\Delta}-\dot{Y}_{45}\dot{U}_{5\Delta}=\dot{J}_4. \qquad (4\text{-}58)$$

Уравнение (4-58) показывает, что напряжение в узле *4* зависит от всех напряжений узлов множества P и лишь от одного напряжения узла множества Q — от $\dot{U}_{5\Delta}$. Следовательно, после исключения узла *3* висячим узлом в дереве графа становится узел *4*. В этом нетрудно убедиться, проследив (см. рис. 4-4) за изменением дерева графа после исключения из него узла 3.

Из уравнения (4-58) следует, что

$$\dot{U}_{4\Delta}=f_{4\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{5\Delta}). \qquad (4\text{-}59)$$

Продолжая исключение висячих узлов, можно получить из уравнения для узла *5* и уравнения (4-59) выражение

$$-\dot{Y}_{52}\dot{U}_{2\Delta}-\dot{Y}_{54}f_{4\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{5\Delta})+\dot{Y}_{55}\dot{U}_{5\Delta}-\dot{Y}_{56}\dot{U}_{6\Delta}=\dot{J}_5,$$

откуда после преобразований имеем

$$\dot{U}_{5\Delta}=f_{5\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{6\Delta}). \qquad (4\text{-}60)$$

Исключая висячий узел *5* из шестого узлового уравнения, получаем

$$-\dot{Y}_{61}\dot{U}_{1\Delta}-\dot{Y}_{65}f_{5\Delta}(\dot{U}_{2\Delta},\ \dot{U}_{6\Delta})+\dot{Y}_{66}\dot{U}_{6\Delta}=\dot{J}_6,$$

следовательно,

$$\dot{U}_{6\Delta}=f_{6\Delta}(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta}). \qquad (4\text{-}61)$$

Таким образом, операция исключения узлов не требует обращения матриц и выполняется построчно с применением несложных алгебраических действий.

Обратимся теперь к первому уравнению системы (4-56). В него входят напряжения узлов множества P и часть напряжений узлов множества Q. Для рассматриваемого примера

$$\left.\begin{aligned}\dot{Y}_{11}\dot{U}_{1\Delta}-\dot{Y}_{12}\dot{U}_{2\Delta}-\dot{Y}_{16}\dot{U}_{6\Delta}=\dot{J}_1;\\ -\dot{Y}_{21}\dot{U}_{1\Delta}+\dot{Y}_{22}\dot{U}_{2\Delta}-\dot{Y}_{23}\dot{U}_{3\Delta}-\dot{Y}_{25}\dot{U}_{5\Delta}=\dot{J}_2.\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}62)$$

Напряжение в последнем узле дерева графа, оставшемся после исключения всех узлов, выражается в зависимости от напряжений в узлах множества P:

$$\dot{U}_{6\Delta}=f_{6\Delta}(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta}).$$

Напряжения в ранее исключенных ветвях дерева могут быть также выражены через напряжения в узлах множества P:

$$\dot{U}_{3\Delta}=f_3(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta});\quad \dot{U}_{5\Delta}=f_5(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta}),$$

для чего необходимо выполнить обратный ход расчета, последовательно воспользовавшись формулами (4-57), (4-59), (4-60), (4-61).

Следовательно, уравнения (4-56б) могут быть представлены в форме

$$\dot{Y}_{11}\dot{U}_{1\Delta}-\dot{Y}_{12}\dot{U}_{2\Delta}+f_{1p}(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta})=\dot{J}_1;$$
$$-\dot{Y}_{21}\dot{U}_{1\Delta}+\dot{Y}_{22}\dot{U}_{2\Delta}+f_{2p}(\dot{U}_{1\Delta},\ \dot{U}_{2\Delta})=\dot{J}_2,$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}'_{pp}\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta}=\dot{\mathbf{J}}'_p. \qquad (4\text{-}63)$$

Решение матричного уравнения можно получить либо путем обращения матрицы $\dot{\mathbf{Y}}'_{pp}$, причем $\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta}=\dot{\mathbf{Y}}'^{-1}_{pp}\dot{\mathbf{J}}'_p$, либо одним из численных методов. После определения $\dot{\mathbf{U}}_{p\Delta}$ нетрудно вычислить и элементы матрицы $\dot{\mathbf{U}}_{q\Delta}$.

Изложенный метод позволит, таким образом, заменить решение исходной системы узловых уравнений (4-56) с $(p+q)$ неизвестными решениями преобразованной системы (4-63) с p неизвестными. Очевидно, что время, затрачиваемое на расчет режима этим способом, зависит от числа узлов в множестве P, от выбора и нумерации узлов, которые могут быть отнесены к множествам P и Q.

Метод определяющих величин. Запишем узловое уравнение, разбив матрицы узловых напряжений и задающих токов на две подматрицы:

$$\left\| \begin{matrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{U}_{1\Delta} \\ \dot{U}_{2\Delta} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \end{matrix} \right\|.$$

Из полученного уравнения следуют известные соотношения:

$$\dot{Y}_{11}\dot{U}_{1\Delta} + \dot{Y}_{12}\dot{U}_{2\Delta} = \dot{J}_1;$$
$$\dot{Y}_{21}\dot{U}_{1\Delta} + \dot{Y}_{22}\dot{U}_{2\Delta} + \dot{J}_2.$$

Если матрицы $\dot{Y}_{11}$ и $\dot{Y}_{22}$ — квадратные и неособенные, то

$$\dot{U}_{2\Delta} = \dot{Y}_{22}^{-1}(\dot{J}_2 - \dot{Y}_{21}\dot{U}_{1\Delta}); \qquad (4\text{-}64)$$

$$(\dot{Y}_{11} - \dot{Y}_{12}\dot{Y}_{22}^{-1}\dot{Y}_{21})\dot{U}_{1\Delta} = \dot{J}_1 - \dot{Y}_{22}^{-1}\dot{J}_2. \qquad (4\text{-}65)$$

Аналогично из контурного уравнения

$$\left\| \begin{matrix} \dot{Z}_{11} & \dot{Z}_{12} \\ \dot{Z}_{21} & \dot{Z}_{22} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{I}_{к1} \\ \dot{I}_{к2} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{E}_{к1} \\ \dot{E}_{к2} \end{matrix} \right\|$$

можно получить

$$\dot{I}_{к2} = \dot{Z}_{22}^{-1}(\dot{E}_{к2} - \dot{Z}_{21}\dot{I}_{к1}); \qquad (4\text{-}66)$$

$$(\dot{Z}_{11} - \dot{Z}_{12}\dot{Z}_{22}^{-1}\dot{Z}_{21})\dot{I}_{к1} = \dot{E}_{к1} - \dot{Z}_{22}^{-1}\dot{E}_{к2}. \qquad (4\text{-}67)$$

Уравнения (4-65) и (4-67) показывают, что существует принципиальная возможность получения параметров режима системы по частям, определяя вначале совокупности параметров $\dot{U}_{1\Delta}$ или $\dot{I}_{к1}$. Совокупности параметров $\dot{U}_{2\Delta}$ и $\dot{I}_{к2}$ находятся при этом по предварительно найденным значениям $\dot{U}_{1\Delta}$ и $\dot{I}_{к1}$.

Минимальное число искомых величин, позволяющих определить остальные искомые величины, составляет систему так называемых *определяющих величин*. Определяющие величины должны быть независимыми от остальных искомых величин, называемых определяемыми. Предварительное вычисление определяющих величин в ряде случаев позволяет упростить расчеты режимов электрических систем, поскольку оно производится для системы уравнений меньшего порядка по сравнению с системой уравнений, характеризующей режим всего исследуемого объекта в целом.

Однако в расчетах режимов сложных электрических систем могут возникнуть существенные затруднения при выделении определяющих величин.

Практические алгоритмы, реализующие идею метода определяющих величин, обычно предусматривают применение итерационного счета. При этом удается избежать строгого следования правилу включения в матрицу определяющих величин только тех напряжений, которые не зависят от других искомых напряжений. Возможности решений иллюстрирует схема, показанная на рис. 4-5, рассчитываемая на основе программ, разработанных в Уральском политехническом институте.

В рассматриваемой методике используется прием исключения контуров. При этом узлы графа рассчитываемой системы разделяются на две группы (множества) — F и L. В множество F включаются узлы, удаление которых вместе с принадлежащими им узлами приводит к выделению в графе одного или нескольких деревьев, узлами которого служат узлы множества L. На рис. 4-5 к множеству F отнесены узлы *1*, *2* и *3*, остальные узлы принадлежат к множеству L.

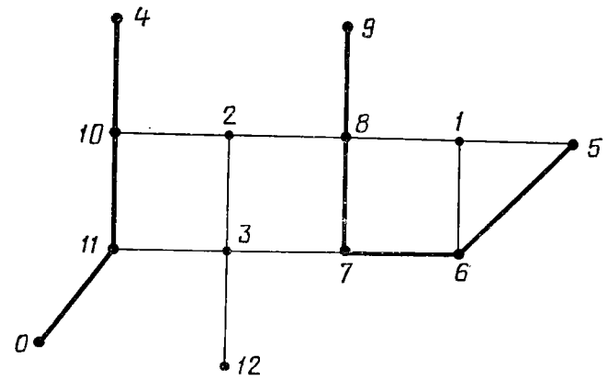


Рис. 4-5

В множестве L в свою очередь выделяются две подгруппы (подмножества) узлов N и R. К первому подмножеству относят висячие узлы, связанные с остальными узлами дерева только одной ветвью. На рис. 4-5 такими узлами являются узлы *4* и *5*, тогда как узлы с последующими номерами входят в подмножество R.

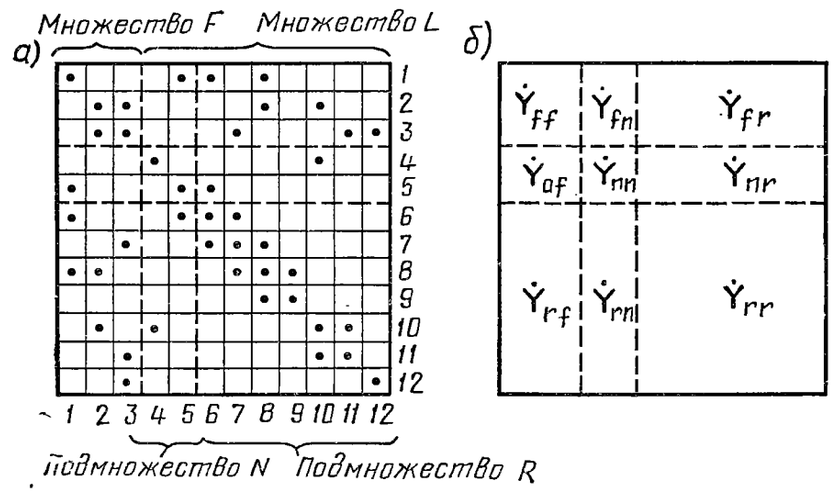


Рис. 4-6

Нумерация узлов при использовании рассматриваемого метода всегда осуществляется в одной и той же последовательности. В первую очередь нумеруются узлы множества F, затем — узлы подмножества N. В последнюю очередь номера присваиваются последовательно для каждого дерева узлам подмножества R.

На рис. 4-6, *а* приведена матрица узловых проводимостей системы, отвечающая принятой нумерации узлов. Для сокращения записи в этой матрице значащие элементы отмечены точками, а места нулевых элементов оставлены незаполненными. На рис. 4-6, *б* показана

та же матрица с обозначениями выделенных в ней штриховыми линиями подматриц, которые использованы при записи системы узловых уравнений в следующей форме:

$$\left.\begin{aligned}
&\dot{\mathbf{Y}}_{ff}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta f}+\dot{\mathbf{Y}}_{fn}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}+\dot{\mathbf{Y}}_{fr}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}_f;\\
&\dot{\mathbf{Y}}_{nf}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta f}+\dot{\mathbf{Y}}_{nn}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}+\dot{\mathbf{Y}}_{nr}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}_n;\\
&\dot{\mathbf{Y}}_{rf}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta f}+\dot{\mathbf{Y}}_{rn}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}+\dot{\mathbf{Y}}_{rr}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}_r.
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}68)$$

Примем в качестве определяющих величин напряжения $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta f}$ и $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}$, отвечающие узлам множества F и подмножества N, и зададим для них произвольные значения нулевого приближения (итерации). Тогда из второго уравнения системы (4-68) можно получить

$$\dot{\mathbf{Y}}_{nr}\,\mathbf{U}^{(0)}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}_n-\dot{\mathbf{Y}}_{nf}\,\dot{\mathbf{U}}^{(0)}_{\Delta f}-\dot{\mathbf{Y}}_{nn}\,\dot{\mathbf{U}}^{(0)}_{\Delta n},$$

или в раскрытой форме

$$\begin{Vmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & -\dot{Y}_{4-10} & 0 & 0 \\ -\dot{Y}_{5-6} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{U}_{\Delta 6} \\ \dot{U}_{\Delta 7} \\ \dot{U}_{\Delta 8} \\ \dot{U}_{\Delta 9} \\ \dot{U}_{\Delta 10} \\ \dot{U}_{\Delta 11} \\ \dot{U}_{\Delta 12} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{J}'^{(0)}_6 \\ \dot{J}'^{(0)}_7 \\ \dot{J}'^{(0)}_8 \\ \dot{J}'^{(0)}_9 \\ \dot{J}'^{(0)}_{10} \\ \dot{J}'^{(0)}_{11} \\ \dot{J}'^{(0)}_{12} \end{Vmatrix}.$$

Из записанного выражения следует, что

$$\dot{U}^{(0)}_{\Delta 10}=-(1/\dot{Y}_{4-10})\,\dot{J}'^{(0)}_{10};\quad \dot{U}^{(0)}_{\Delta 6}=-(1/\dot{Y}_{5-6})\,\dot{J}'^{(0)}_{6}.$$

Простота полученных выражений объясняется тем, что в подмножество N входят лишь висячие узлы, связанные только одной ветвью с деревом соответствующего графа. Поэтому в каждой строке подматрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{nr}$ может быть не больше одного ненулевого элемента. Подставив найденные значения напряжений в третье уравнение системы (4-68), можно получить напряжения, отвечающие остальным узлам множества R. В данном случае это будут определяемые напряжения $\dot{U}^{(0)}_{\Delta 7}$, $\dot{U}^{(0)}_{\Delta 8}$, $\dot{U}^{(0)}_{\Delta 9}$, $\dot{U}^{(0)}_{\Delta 11}$ и $\dot{U}^{(0)}_{\Delta 12}$. Соответствующие вычисления не представляют особой сложности, так как матрица $\dot{\mathbf{Y}}_{rr}$ — трехдиагональная.

Теперь считаем известной матрицу $\dot{\mathbf{U}}^{(0)}_{\Delta r}$. В этом случае первое и второе уравнения системы (4-68) записываются в виде

$$\left.\begin{aligned}
&\dot{\mathbf{Y}}_{ff}\,\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}+\dot{\mathbf{Y}}_{fn}\,\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}=\dot{\mathbf{J}}_f-\dot{\mathbf{Y}}_{fr}\,\dot{\mathbf{U}}^{(0)}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}'^{(0)}_f;\\
&\dot{\mathbf{Y}}_{nf}\,\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}+\dot{\mathbf{Y}}_{nn}\,\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}=\dot{\mathbf{J}}_n-\dot{\mathbf{Y}}_{nr}\,\dot{\mathbf{U}}^{(0)}_{\Delta r}=\dot{\mathbf{J}}'^{(0)}_n.
\end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}69)$$

Здесь матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{ff}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{nn}$ — квадратные и относительно хорошо заполненные, их порядок существенно ниже порядка системы уравнений, определяющих режим рассчитываемой схемы в целом.

Рассматривая матрицы $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}$ и $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}$ в качестве искомых величин, из (4-69) имеем

$$\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}=\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{nn}\,(\dot{\mathbf{J}}'^{(0)}_n-\dot{\mathbf{Y}}_{nf}\,\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f});$$

$$\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}=(\dot{\mathbf{Y}}_{ff}-\dot{\mathbf{Y}}_{fn}\,\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{nn}\,\dot{\mathbf{Y}}_{nf})^{-1}\,(\dot{\mathbf{J}}'^{(0)}_f-\dot{\mathbf{Y}}_{fn}\,\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{nn}\,\dot{\mathbf{J}}'^{(0)}_n).$$

Следовательно, из системы (4-69) принципиально могут быть определены напряжения $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}$ и $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}$. При этом может быть использован либо прием, связанный с обращением матриц, либо какой-либо другой способ решения системы линейных уравнений. По известным напряжениям $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta f}$ и $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta n}$ в рассмотренном порядке находят $\dot{\mathbf{U}}^{(2)}_{\Delta r}$. Расчет продолжается до тех пор, пока итерационный процесс не сойдется.

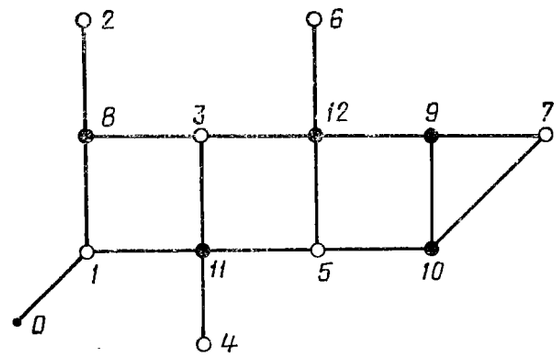


Рис. 4-7

Метод расчета с выделением диагональных подматриц. На рис. 4-7 показан граф электрической сети. Выделим на нем две группы (множества) узлов, причем узлы множества α будем условно считать окрашенными в один цвет, а узлы множества β — в другой. На рис. 4-7 узлы цвета α отмечены светлым кружком, а узлы цвета β — зачерненным кружком. «Раскраска» узлов осуществляется в следующем порядке. Выбирают произвольно узел p с наименьшим числом подходящих к нему ветвей и присваивают ему цвет множества α. Пусть на рис. 4-7 таким узлом будет узел *3*. Узлы, связанные с узлом p, окрашиваются в цвет β. Затем из числа связанных с ними узлов вновь выбирается узел с наименьшим числом ветвей (наименьшей степенью графа) и ему присваивается цвет α (узлы *1* и *4*), тогда как остальные узлы окрашиваются в цвет β. Продолжая дальше выделение (окрашивание) узлов, можно получить множество α не связанных друг с другом узлов. Нумерация узлов этого множества осуществляется в произвольном порядке, начиная с первого. После этого в произвольном же порядке нумеруются последующими номерами узлы множества β.

На рис. 4-8, *а* показана матрица узловых проводимостей для рассматриваемого примера при рекомендуемой последовательности выделения множеств. Значимые элементы отмечены точками, места нулевых элементов оставлены незаполненными. Благодаря несвязанности узлов множества α в матрице узловых проводимостей выделяется диагональная подматрица $\dot{\mathbf{Y}}^{(1)}_{11}$ (рис. 4-8, *б*).

Узловое уравнение принимает в этом случае вид

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(1)} & \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(1)} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(1)} & \dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(1)} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(1)} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(1)} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_{\alpha}^{(1)} \\ \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(1)} \end{matrix} \right\|. \qquad (4\text{-}70)$$

Специфическая форма матрицы узловых проводимостей, в которой выделена диагональная подматрица $\dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(1)}$, позволяет легко исключить из графа сети узлы множества α. При этом получается новый граф, показанный на рис. 4-9, *а*.

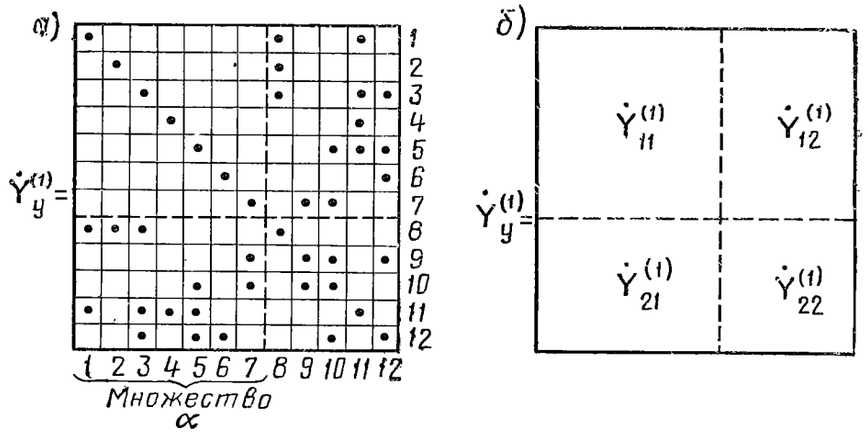


Рис. 4-8

При исключении узлов множества α из (4-70) имеем

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(1)} = \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(1)-1} (\dot{\mathbf{J}}_1 - \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(1)} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(1)}). \qquad (4\text{-}71)$$

После подстановки полученного выражения во второе уравнение системы (4-70) получим

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(1)} - \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(1)} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(1)-1} \times \times \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(1)}) \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(1)} = \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(1)}. \qquad (4\text{-}72)$$

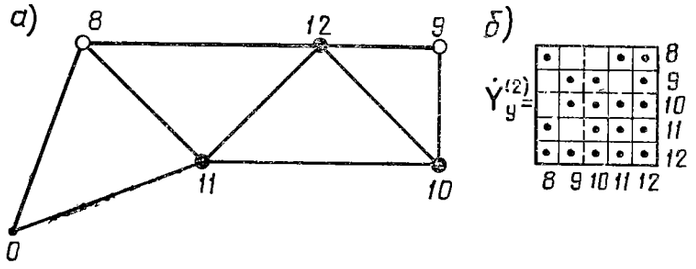


Рис. 4-9

Здесь $\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(2)} = \dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(1)} - \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(1)} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(1)-1} \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(1)}$ — матрица узловых проводимостей эквивалентной сети, которой отвечает граф, преобразованный исключением узлов, относящихся к множеству α (рис. 4-9, *а*).

В матрице $\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(2)}$ вновь может быть выделена диагональная подматрица (рис. 4-9, *б*). Ее элементы отвечают узлам нового множества α, которое в рассматриваемом примере состоит из узлов *8* и *9*. При этом

узловое уравнение для узлов преобразованного графа принимает вид

$$\left\| \underbrace{\begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(2)} & \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(2)} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(2)} & \dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(2)} \end{matrix}}_{\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(2)}} \right\| \cdot \left\| \underbrace{\begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(2)} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(2)} \end{matrix}}_{\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(1)}} \right\| = \left\| \underbrace{\begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_{\alpha}^{(2)} \\ \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(2)} \end{matrix}}_{\dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(1)}} \right\|, \qquad (4\text{-}73)$$

откуда следует, что

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(2)} = \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(2)-1} (\dot{\mathbf{J}}_{\alpha}^{(2)} - \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(2)} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(2)}); \qquad (4\text{-}74)$$

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(2)} - \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(2)} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(2)-1} \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(2)}) \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(2)} = \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(2)}$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(3)} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(2)} = \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(2)}. \qquad (4\text{-}75)$$

Уравнение (4-75) отвечает сети, граф которой преобразован новым исключением узлов множества α к еще более простому виду (рис. 4-10, *а*). Если в матрице $\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(3)}$ вновь может быть выделен диагональный элемент, то преобразования должны быть продолжены. Рис. 4-10, *а* показывает, что в принятом примере к новому множеству может быть отнесен лишь один узел *10*, поскольку остальные два узла связаны друг с другом. Считая собственную проводимость узла *10* за диагональную матрицу $\dot{\mathbf{Y}}_{10-10} = \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(3)}$, запишем

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(3)} & \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(3)} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(3)} & \dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(3)} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(3)} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(3)} \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_{\alpha}^{(3)} \\ \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(3)} \end{matrix} \right\|.$$

Следовательно,

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\alpha}^{(3)} = \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(3)-1} (\dot{\mathbf{J}}_{\alpha}^{(3)} - \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(3)} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(3)});$$

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{22}^{(3)} - \dot{\mathbf{Y}}_{21}^{(3)} \dot{\mathbf{Y}}_{11}^{(3)-1} \dot{\mathbf{Y}}_{12}^{(3)}) \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(3)} = \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(3)}$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(4)} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(3)} = \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(3)}. \qquad (4\text{-}76)$$

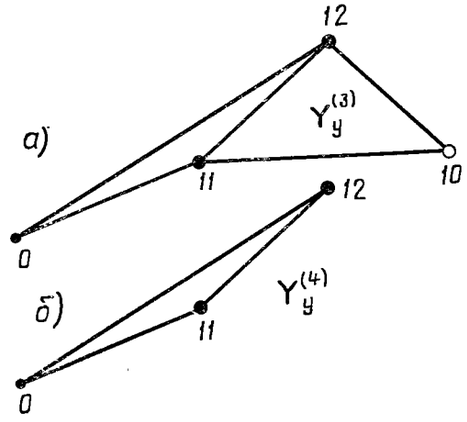


Рис. 4-10

Аналогичные упрощения графа продолжаются до тех пор, пока не будет получен полный граф, все узлы которого связаны друг с другом. В рассматриваемом примере матрица $\dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(4)}$ отвечает такому графу, показанному на рис. 4-10, *б*. В этой матрице отсутствуют нулевые элементы, а порядок ее невысок (второй). Поэтому обращение ее не составляет труда.

Из (4-76) находим

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\beta}^{(3)} = \dot{\mathbf{Y}}_{y}^{(4)-1} \dot{\mathbf{J}}_{\beta}^{(3)}, \qquad (4\text{-}77)$$

а затем из (4-75) — (4-77) $\dot{\mathbf{U}}^{(3)}_{\Delta\alpha}$, после чего определяем все элементы матрицы

$$\dot{\mathbf{U}}^{(2)}_{\Delta\beta} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}^{(3)}_{\Delta\alpha} \\ \dot{\mathbf{U}}^{(3)}_{\Delta\beta} \end{matrix} \right\|.$$

Этими элементами служат напряжения $\dot{U}_{10} - \dot{U}_0$, $\dot{U}_{11} - \dot{U}_0$ и $\dot{U}_{12} - \dot{U}_0$ для узлов графа, показанного на рис. 4-10, *а*. Далее на основании (4-74) может быть вычислена матрица $\dot{\mathbf{U}}^{(2)}_{\Delta\alpha}$ и составлена матрица

$$\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta\beta} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{U}}^{(2)}_{\Delta\alpha} \\ \dot{\mathbf{U}}^{(2)}_{\Delta\beta} \end{matrix} \right\|.$$

Последняя позволяет по уравнению (4-71) определить матрицу $\dot{\mathbf{U}}^{(1)}_{\Delta\alpha}$ и тем самым закончить вычисление напряжений $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$, которые при этом окажутся найденными для всех узлов исходной схемы.

§ 4-8. МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ НА ОСНОВАНИИ УРАВНЕНИЙ ТОКОВ В ГЕНЕРАТОРНЫХ ВЕТВЯХ

Известно, что, используя метод наложения, можно выразить токи в ветвях схемы замещения электрической системы в зависимости от обобщенных параметров этой схемы: комплексных коэффициентов распределения токов и собственных и взаимных проводимостей ветвей. При этом

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{C}}\dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij}\dot{\mathbf{E}}. \qquad (4\text{-}78а)$$

Выделим в схеме замещения две группы ветвей. К первой группе отнесем ветви генераторных станций (генераторов электрических станций и синхронных компенсаторов). Все остальные ветви войдут во вторую группу. Тогда уравнение (4-78) может быть записано в следующем виде

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{I}}_1 \\ \dot{\mathbf{I}}_2 \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{C}}_{11} \\ \dot{\mathbf{C}}_{21} \end{matrix} \right\| \dot{\mathbf{J}} + \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{11} & \dot{\mathbf{Y}}_{12} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{21} & \dot{\mathbf{Y}}_{22} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}}_1 \\ \dot{\mathbf{E}}_2 \end{matrix} \right\|,$$

откуда для ветвей генераторных станций

$$\dot{\mathbf{I}}_1 = \dot{\mathbf{C}}_{11}\dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{Y}}_{11}\dot{\mathbf{E}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{12}\mathbf{E}_2, \qquad (4\text{-}78б)$$

где $\dot{\mathbf{C}}_{11}$ — матрица коэффициентов распределения задающих токов для ветвей генераторных станций; $\dot{\mathbf{Y}}_{11}$ — матрица собственных проводимостей ветвей генераторных станций и взаимных проводимостей между этими ветвями; $\dot{\mathbf{Y}}_{12}$ — матрица взаимных проводимостей между ветвями генераторных станций и ветвями, в которых имеются э. д. с., не являющиеся э. д. с. генераторных станций (например, определяемые

различием коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутые контуры).

Уравнение (4-78) позволит определить внутренние мощности в генераторных ветвях схемы замещения, причем

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} = 3\dot{\mathbf{E}}_{1\text{д}}\hat{\mathbf{I}}_1 = 3\dot{\mathbf{E}}_{1\text{д}}\left(\hat{\mathbf{C}}_{11}\hat{\mathbf{J}} + \hat{\mathbf{Y}}_{11}\hat{\mathbf{E}}_1 + \hat{\mathbf{Y}}_{12}\hat{\mathbf{E}}_2\right), \qquad (4\text{-}79)$$

где $\dot{\mathbf{E}}_{1\text{д}}$ — диагональная матрица фазных э. д. с. в генераторных ветвях.

Внутренняя мощность генераторных станций $\dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}}$ складывается из мощности на шинах станций $\dot{\mathbf{S}}_1$ и из потерь в сопротивлении генераторной ветви $\dot{\mathbf{S}}_\Delta$ в схеме замещения:

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = \dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} - \dot{\mathbf{S}}_\Delta.$$

В ряде практически важных задач требуется найти мощность на шинах станции при заданных напряжениях на них. Условная обобщенная схема замещения для этого случая показана на рис. 4-11, *а*. В этой схеме генераторные ветви не имеют сопротивлений, но в них включены источники напряжения. Рассматриваемая схема отличается от схемы, характеризующей систему при заданных э. д. с. генераторных станций (рис. 4-11, *б*) и включающей в ветви генераторных станций реактивные сопротивления и источники э. д. с.

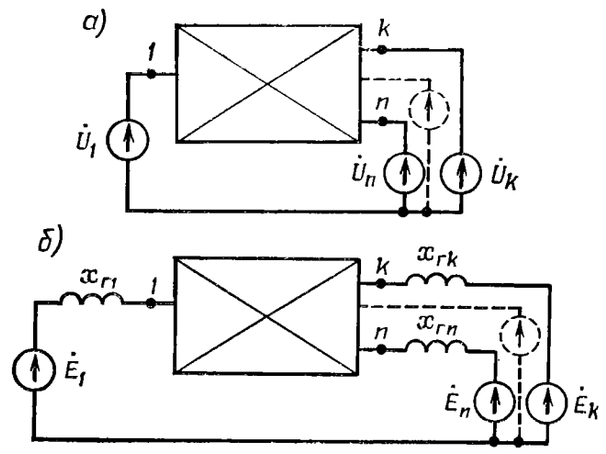


Рис. 4-11

Мощность на шинах генераторных станций в соответствии со схемой, показанной на рис. 4-11, *а*, определяется выражением аналогичным (4-79):

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = 3\dot{\mathbf{U}}_{\text{г.д}}\left(\hat{\mathbf{C}}_{11}\hat{\mathbf{J}} + \hat{\mathbf{Y}}_{11}\hat{\mathbf{U}}_{\text{г}} + \hat{\mathbf{Y}}_{12}\hat{\mathbf{E}}_2\right), \qquad (4\text{-}80)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_{\text{г.д}}$ — диагональная матрица фазных напряжений на шинах генераторных станций.

Во многих случаях при расчетах, связанных с определением мощностей в генераторных ветвях, принимают $\dot{\mathbf{E}}_2 = 0$. Действие э. д. с. $\dot{\mathbf{E}}_2$ приводит к перераспределению мощностей в замкнутых контурах. На мощности же генераторов э. д. с. $\dot{\mathbf{E}}_2$ обычно оказывают лишь незначительное влияние, которое определяется изменением потерь мощности в сетях при учете этих э. д. с.

При расчетах статических пределов мощности, а также устойчивости электрических систем нагрузку электрической системы пред-

ставляют сопротивлениями. В этом случае $\dot{\mathbf{J}} = 0$ и, следовательно,

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} = 3\dot{\mathbf{E}}_{\text{д}}\,\hat{\mathbf{Y}}_{ij}\,\hat{\mathbf{E}}; \tag{4-81}$$

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = 3\dot{\mathbf{U}}_{\text{г. д}}\,\mathbf{Y}_{ij}\,\hat{\mathbf{U}}_{\text{г}}. \tag{4-82}$$

При записи (4-81) и (4-82) опущены подстрочные индексы у матрицы $\dot{\mathbf{E}}$ и изменен подстрочный индекс у матрицы собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей. При этом запись приобрела форму, которая обычно принимается при расчетах тех режимов, в которых все искомые величины относятся к ветвям и узлам генераторных станций. В этих условиях нет необходимости подчеркивать, что формулы (4-81) и (4-82) определяют режим именно генераторных станций.

Уравнения (4-81) и (4-82) нелинейны. При задании нагрузки неизменными сопротивлениями переменными величинами в них являются мощности, э. д. с. и напряжения. В расчетах часть из них принимается в качестве заданных величин, остальные являются искомыми переменными. При соответствии числа уравнений числу неизвестных уравнения принципиально могут быть разрешены. Собственные и взаимные проводимости при этом находятся в результате предварительного расчета и в процессе решения уравнений (4-81) и (4-82) считаются неизменными величинами.

При расчетах, выполняющихся с учетом статических или динамических характеристик нагрузки, сопротивления нагрузки принимаются нелинейными. Обычно возникающие при этом дополнительные трудности в решении нелинейных уравнений (4-81) и (4-82) преодолеваются разделением решения на большое количество интервалов, следующих друг за другом. В каждом из таких интервалов сопротивления нагрузок считаются неизменными. В конце интервалов принимаются новые значения сопротивлений нагрузок в соответствии с условиями, определяемыми решением уравнений на интервале. Такой подход требует расчета собственных и взаимных проводимостей ветвей на каждом интервале.

Особенности матриц собственных и взаимных проводимостей ветвей установим на примере схемы с тремя генераторными ветвями. В соответствии с методом наложения токи в генераторных ветвях такой схемы могут быть найдены сложением трех токов, каждый из которых определяется при условии действия лишь одной э. д. с. и отсутствии в генераторных ветвях двух других.

На рис. 4-12, *а* показаны токи в некоторой схеме, каждый из которых вызван действием лишь одной э. д. с. При этом суммарные токи в каждой из трех генераторных ветвей запишутся как

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_1 &= -\dot{I}_{11} + \dot{I}_{12} + \dot{I}_{13};\\ \dot{I}_2 &= -\dot{I}_{21} + \dot{I}_{22} - \dot{I}_{23};\\ \dot{I}_3 &= -\dot{I}_{31} - \dot{I}_{32} + \dot{I}_{33}. \end{aligned}\right\} \tag{4-83}$$

При записи выражений (4-83) токи, отходящие от узла, приняты положительными, подтекающие к узлу — отрицательными. Токи в ветвях каждой из схем (рис. 4-12, *б* и *в*) прямо пропорциональны э. д. с., действующим в соответствующих схемах. Причем в соответствии с определением коэффициентами пропорциональности являются собственные и взаимные проводимости ветвей. Поэтому выражения (4-83) могут быть представлены в виде

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{Y}_{11}\dot{E}_1 - \dot{Y}_{12}\dot{E}_2 - \dot{Y}_{13}\dot{E}_3;\\ \dot{I}_2 &= -\dot{Y}_{21}\dot{E}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{E}_2 - \dot{Y}_{23}\dot{E}_3;\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ \dot{I}_3 &= -\dot{Y}_{31}\dot{E}_1 - \dot{Y}_{32}\dot{E}_2 + \dot{Y}_{33}\dot{E}_3, \end{aligned}$$

а также в матричной форме

$$\left\|\begin{matrix}\dot{I}_1\\ \dot{I}_2\\ \dot{I}_3\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{11} & -\dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{13}\\ -\dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & -\dot{Y}_{23}\\ -\dot{Y}_{31} & -\dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{E}_1\\ \dot{E}_2\\ \dot{E}_3\end{matrix}\right\|, \tag{4-84}$$

или

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij}\ \dot{\mathbf{E}}. \tag{4-84а}$$

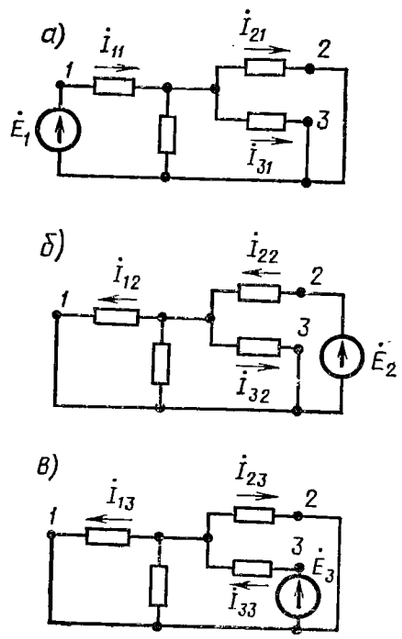


Рис. 4-12

Уравнение (4-84) показывает, что квадратная матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$ симметрична относительно главной диагонали. Элементами главной диагонали этой матрицы служат собственные проводимости генераторных ветвей. Остальные элементы являются взаимными проводимостями между ветвями генераторных станций, записанными со знаком минус.

Учитывая особенности матрицы собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций, можно на основании (4-81) и (4-82) соответственно записать уравнения мощностей на шинах каждой генераторной станции в развернутом виде:

$$\dot{S}_{i\text{вн}} = \dot{E}_i\,\hat{Y}_{ii}\,\hat{E}_i - \dot{E}_i \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} \hat{Y}_{ij}\,\hat{E}_j; \tag{4-85}$$

$$\dot{S}_i = \dot{U}_i\,\hat{Y}_{ii}\,\hat{U}_i - \dot{U}_i \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} \hat{Y}_{ij}\,\hat{U}_j. \tag{4-86}$$

Примем следующие обозначения:

$$\dot{E}_i = E_i \angle \delta_i; \quad \dot{Y}_{ij} = y_{ij} \angle -\psi_{ij}; \quad \dot{E}_j = E_j \angle \delta_j.$$

В этом случае из (4-85) следует, что

$$\dot{S}_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} e^{j\psi_{ii}} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} e^{j(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij})},$$

откуда после представления комплексных чисел в алгебраической форме (где $i = 1,2, \ldots, n$)

$$\dot{S}_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} \cos\psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij}) +$$

$$+ j\left[E_i^2 y_{ii} \sin\psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij})\right].$$

Последнее выражение после разделения вещественных и мнимых частей можно представить в виде

$$P_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} \cos\psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij});$$

$$Q_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} \sin\psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij})$$

$$(i = 1, 2, \ldots, n)$$

или, принимая $\psi_{ii} = 90° - \alpha_{ii}$ и $\psi_{ij} = 90° - \alpha_{ij}$,

$$P_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} \sin\alpha_{ii} + E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \qquad (4\text{-}87)$$

$$Q_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} \cos\alpha_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}). \qquad (4\text{-}88)$$

Из (4-86) для мощностей на шинах генераторных станций аналогично можно получить

$$P_i = U_i^2 y_{ii} \sin\alpha_{ii} + U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} U_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \qquad (4\text{-}89)$$

$$Q_i = U_i^2 y_{ii} \cos\alpha_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} U_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}). \qquad (4\text{-}90)$$

Системы уравнений (4-87) и (4-88), а также (4-89) и (4-90) содержат $2n$ уравнений, переменными величинами в них являются активные и реактивные мощности, напряжения и их фазовые углы. Если фазовый угол одного из напряжений принять в качестве начальной координаты, от которой отсчитываются остальные углы, то число переменных в системах уравнений составит $(4n - 1)$ и, следовательно,

рассматриваемые системы уравнений могут быть использованы для определения $2n$ параметров при заданных значениях остальных параметров режима электрической системы. Искомые и заданные параметры определяются характером решаемой задачи.

§ 4-9. РЕШЕНИЕ СИСТЕМ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ РЕЖИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА НЬЮТОНА

Пусть имеется некоторая система нелинейных уравнений

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \ldots, x_n) &= 0; \\ f_2(x_1, x_2, \ldots, x_n) &= 0; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots & \\ f_n(x_1, x_2, \ldots, x_n) &= 0, \end{aligned}$$

которая в матричной форме имеет вид

$$\mathbf{f}(\mathrm{x}) = 0. \qquad (4\text{-}91)$$

Применим для решения системы (4-91) метод последовательных приближений и предположим, что найдено первое приближение, причем корни системы уравнений

$$\mathrm{x}^{(p)} = \left(x_1^{(p)}, x_2^{(p)}, x_3^{(p)}, \ldots, x_n^{(p)}\right).$$

В этом случае точное решение системы можно представить как

$$\mathrm{x} = \mathrm{x}^{(p)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(p)}, \qquad (4\text{-}92)$$

где $\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = \left(\varepsilon_1^{(p)}, \varepsilon_2^{(p)}, \varepsilon_3^{(p)}, \ldots, \varepsilon_n^{(p)}\right)$ — поправка.

Подставляя (4-92) в матричное уравнение (4-91), найдем

$$\mathbf{f}(\mathrm{x}^{(p)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(p)}) = 0.$$

Предполагая функцию $\mathbf{f}(\mathrm{x})$ непрерывно дифференцируемой в некоторой области, содержащей x и $\mathrm{x}^{(p)}$, разложим левую часть уравнения (4-93) в ряд Тейлора и отбросим члены с производными высших порядков. Тогда

$$\mathbf{f}(\mathrm{x}^{(p)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(p)}) = \mathbf{f}(\mathrm{x}^{(p)}) + \mathbf{f}'(\mathrm{x}^{(p)})\,\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = 0, \qquad (4\text{-}93)$$

где

$$\mathbf{f}'(\mathrm{x}^{(p)}) = W(\mathrm{x}) = \begin{Vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_n} & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{Vmatrix}.$$

Матрица $W(\mathbf{x})$ называется *якобианом*, или *матрицей Якоби*. Рассматривая выражение (4-93) как систему линейных уравнений с неизвестными $\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)}$

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(p)}) + W(\mathbf{x}^{(p)})\,\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = \mathbf{0} \qquad (4\text{-}93а)$$

и предполагая матрицу $W(\mathbf{x}^{(p)})$ неособенной, имеем для матрицы поправок

$$\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = -W^{-1}(\mathbf{x}^{(p)})\,\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(p)}).$$

Следовательно, для определения $(p+1)$-го приближения корней исходного уравнения (4-91) справедлива формула Ньютона

$$\mathbf{x}^{(p+1)} = \mathbf{x}^{(p)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = \mathbf{x}^{(p)} - \mathbf{W}^{-1}(\mathbf{x}^{(p)})\,\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(p)}). \qquad (4\text{-}94)$$

Решение узлового уравнения. Воспользуемся формулой (4-94) для решения систем уравнений, определяющих режимы электрической системы в некоторых характерных случаях. Применим вначале эту формулу для решения узлового уравнения при задании нагрузок неизмененными значениями мощностей. В этом случае матрица задающих токов

$$\dot{\mathbf{J}} = -\dot{\mathbf{I}}_{\text{у}} = -\frac{1}{3}\,\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}^{-1}\,\hat{\mathbf{S}}_{\text{у}}$$

и, следовательно, узловое уравнение записывается в виде

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = -\frac{1}{3}\,\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}^{-1}\,\hat{\mathbf{S}}_{\text{у}} - \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\mathbf{E}$$

или

$$3\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}\,\dot{\mathbf{U}}_{\text{у}} - 3\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}\,\dot{\mathbf{Y}}_{\text{у}}\,\dot{\mathbf{U}}_{0} + \dot{\mathbf{S}}_{\text{у}} + 3\hat{\mathbf{U}}_{\text{у.д}}\,\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}\,\dot{\mathbf{E}} = 0. \qquad (4\text{-}95)$$

Полученное уравнение может быть также представлено и в сокращенной записи

$$\mathbf{f}_1(\dot{\mathbf{U}}_{\text{у}}) = 0.$$

При практической реализации метода Ньютона в программах, составляемых для ЦВМ, обычно в качестве искомой величины принимают не матрицу комплексных значений узловых напряжений $\dot{\mathbf{U}}_{\text{у}}$, а матрицы ее вещественной и мнимой частей $\mathbf{U}'_{\text{у}}$ и $\mathbf{U}''_{\text{у}}$. Для получения такого решения в уравнении (4-95) матрицы комплексных величин представляют в форме суммы двух матриц, одна из которых содержит вещественные части элементов комплексной матрицы, а другая — их мнимые части. После преобразований по правилам умножения и сложения комплексных чисел каждое из уравнений, входящих в систему (4-95), разбивается на два. Одно из них отвечает вещественным, а другое — мнимым значениям комплексных величин. Совокупность всех уравнений образует систему, которая в общем виде может быть записана как

$$\mathbf{f}(\mathbf{U}_{\text{у}}) = 0, \qquad (4\text{-}96)$$

где

$$\mathbf{U}_{\text{у}} = \begin{Vmatrix} \mathbf{U}'_{\text{у}} \\ \mathbf{U}''_{\text{у}} \end{Vmatrix}.$$

При этом в качестве нулевого приближения искомых узловых напряжений часто принимаются значения, близкие к номинальным напряжениям сети.

Метод Ньютона обычно обеспечивает быструю сходимость расчета. Известным недостатком метода, затрудняющим его применение для расчета сетей с большим числом узлов, является необходимость обращения якобиана на каждом шаге расчета. Поэтому во многих программах ЦВМ, реализующих метод Ньютона применительно к расчетам режимов электрических сетей и систем, обращение матрицы Якоби заменяется численным решением системы линейных уравнений (4-93 а). Неизвестными при этом служат поправки $\boldsymbol{\varepsilon}^{(p)} = (\varepsilon_1^{(p)}, \varepsilon_2^{(p)}, \ldots, \varepsilon_n^{(p)})$. Матрица поправок при таких расчетах вычисляется на каждом шаге итерации, после чего $(p+1)$-е приближение корней исходного уравнения (4-91) $\mathbf{x}^{(p+1)} = \mathbf{x}^{(p)} + \boldsymbol{\varepsilon}^{(p)}$.

Метод Ньютона с успехом использован в ряде промышленных программ, разработанных в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР, ВНИИЭ, Иркутском политехническом институте и др.

Определение мощностей генераторных станций. Обратимся теперь к уравнениям, определяющим мощности генераторных станций через собственные и взаимные проводимости ветвей. Применение метода Ньютона к решению этих уравнений существенно проще, нежели при решении узловых уравнений, поскольку генераторных ветвей в схеме значительно меньше, чем узлов в полной схеме замещения.

При расчетах режимов электрических систем в ряде случаев возникает задача определения реактивных мощностей станций при заданных напряжениях на шинах станций и заданных активных мощностях всех станций, кроме одной балансирующей. Для решения этой задачи необходимо знать фазовые углы напряжений на шинах станций. При найденных из (4-89) углах δ_i и δ_j ($i = 1, 2, \ldots, n$; $j = 1, 2, \ldots, n$, $i \neq j$) реактивные мощности станций вычисляются по уравнениям (4-90). Примем для определенности, что в рассматриваемой электрической системе балансирующей станцией является первая генераторная станция, и будем считать, что вектор напряжения на шинах этой станции совпадает с осью отсчета аргументов комплексных величин. Тогда в соответствии с условием поставленной задачи известными величинами являются $(n-1)$ значений активной мощности P_m, а искомыми — $(n-1)$ значений углов δ_m ($m = 2, 3, \ldots, n$) и мощность P_1. Углы δ_m могут быть найдены из системы уравнений (4-89), из которой исключается уравнение для первой станции, принятой в качестве балансирующей.

Перепишем эти уравнения в следующей форме:

$$f(\delta_{mj}) = P_m - P_{mm} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq m}}^{n} P_{mj} \sin(\delta_m - \delta_j - \alpha_{mj}) = 0 \qquad (4\text{-}97)$$

$(m = 2, 3, \ldots, n;\ j = 1, 2, \ldots, n,\ j \neq m)$, где $P_{mm} = U_m^2 y_{mm} \sin \alpha_{mm}$; $P_{mj} = U_m U_j y_{mj}$.

Поскольку

$$\partial f(\delta_{mj})/\partial \delta_m = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq m}}^{n} P_{mj} \cos(\delta_m - \delta_j - \alpha_{mj});$$

$$\partial f(\delta_{mj})/\partial \delta_j = P_{mj} \cos(\delta_m - \delta_j - \alpha_{mj}),$$

о якобиан $W(\boldsymbol{\delta}_m)$ для системы уравнений (4-97) имеет вид

$$\left\| \begin{array}{l} -\sum\limits_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^{n} P_{2j} \cos(\delta_2 - \delta_j - \alpha_{2j}) \; P_{23} \cos(\delta_2 - \delta_3 - \alpha_{23}) \ldots P_{2n} \cos(\delta_2 - \delta_n - \alpha_{2n}) \\ P_{32} \cos(\delta_3 - \delta_2 - \alpha_{32}) - \sum\limits_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^{n} P_{3j} \cos(\delta_3 - \delta_j - \alpha_{3j}) \ldots P_{3n} \cos(\delta_3 - \delta_n - \alpha_{3n}) \\ P_{n2} \cos(\delta_n - \delta_2 - \alpha_{n2}) P_{n3} \cos(\delta_n - \delta_3 - \alpha_{n3}) \ldots - \sum\limits_{j=1}^{n-1} P_{nj} \cos(\delta_n - \delta_j - \alpha_{nj}) \end{array} \right\|.$$

Значения узлов в $(p+1)$-м приближении определяются уравнением

$$\boldsymbol{\delta}_m^{(p+1)} = \boldsymbol{\delta}_m^{(p)} - W^{-1}(\boldsymbol{\delta}_m^{(p)})\, \mathbf{f}(\boldsymbol{\delta}_m^{(p)}),$$

где

$$\mathbf{f}(\boldsymbol{\delta}_m) = \left\| \begin{array}{l} P_2 - P_{22} - \sum\limits_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^{n} P_{2j} \sin(\delta_2 - \delta_j - \alpha_{2j}) \\ P_3 - P_{33} - \sum\limits_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^{n} P_{3j} \sin(\delta_3 - \delta_j - \alpha_{3j}) \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ P_n - P_{nn} - \sum\limits_{j=1}^{n-1} P_{nj} \sin(\delta_n - \delta_j - \alpha_{nj}) \end{array} \right\|.$$

После завершения расчета, в результате которого находятся углы $\boldsymbol{\delta}_m = (\delta_2, \delta_3, \ldots, \delta_n)$, при известном угле $\delta_1 = 0$ можно определить искомую активную мощность балансирующей станции

$$P_1 = P_{11} - \sum_{j=2}^{n} P_{1j} \sin(\delta_j + \alpha_{1j}),$$

а также реактивные мощности всех генераторных станций. Для этого следует воспользоваться уравнениями (4-90), представив их в виде

$$Q_i = Q_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$

$$(i = 1, 2, \ldots, n).$$

Определение статического предела мощности при учете характеристик АРВ пропорционального типа. Рассмотрим решение еще одной задачи, при котором также удачно используется метод Ньютона. Эта задача заключается в определении статического предела мощности какой-либо передачи или нескольких линий электропередач в сложной системе, схема замещения которой содержит n генераторных станций. При решении учитывается действие АРВ генераторов, осуществляющих изменение э. д. с. в соответствии с законом пропорционального регулирования по двум параметрам. Этот закон определяется для i-й станции уравнением

$$E_{qi} = E_{q0} + k_{0I}(I_i - I_{i0}) + k_{0U}(U_{i0} - U_i). \qquad (4\text{-}98)$$

В рассматриваемом случае расчет заключается в последовательном определении относительных углов, характеризующих взаимный сдвиг векторов э. д. с. генераторных станций при утяжелении режима. Утяжеление осуществляется загрузкой одной или нескольких станций при соответствующей разгрузке других станций таким образом, чтобы постепенно увеличивалась нагрузка исследуемых электропередач.

Примем для определенности, что задаются нагрузки всех станций, кроме первой, которая является балансирующей. Поскольку расчет требует учета изменения э. д. с. генераторных станций, то уравнения для активных мощностей должны иметь вид уравнений (4-87). Перепишем их, выразив фазовые углы э. д. с. через углы, определяющие сдвиг э. д. с. каждой из станций по отношению к э. д. с. балансирующей станции. Поясним возможность такого преобразования на примере углов δ_{23} и δ_{24}, входящих среди прочих в выражение мощности для второй станции. Имеем

$$\delta_{23} = \delta_2 - \delta_3 + \delta_1 - \delta_1 = (\delta_2 - \delta_1) - (\delta_3 - \delta_1) = \delta_{21} - \delta_{31};$$
$$\delta_{24} = \delta_2 - \delta_4 + \delta_1 - \delta_1 = (\delta_2 - \delta_1) - (\delta_4 - \delta_1) = \delta_{21} - \delta_{41}.$$

Аналогичные выражения справедливы и для других относительных углов. Поэтому уравнения (4-87) для станций 2, 3, ..., n могут быть записаны в виде

$$P_m = E_m^2 y_{mm} \sin \alpha_{mm} + E_m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq m}}^{n} E_j y_{mj} \sin(\delta_{m1} - \delta_{j1} - \alpha_{mj}) \qquad (4\text{-}99)$$

$$(m = 2, 3, \ldots, n).$$

Из уравнения (4-84 а) получаем токи в ветвях генераторных станций:

$$\dot{I}_i = \dot{Y}_{ii}\dot{E}_i - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} \dot{Y}_{ij}\dot{E}_f$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n).$$

Последнее уравнение может быть также представлено как

$$\dot{I}_i = E_i y_{ii} e^{j(\delta_i - \psi_{ii})} - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij} e^{j(\delta_j - \psi_{ij})}$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n)$$

и, следовательно,

$$\dot{I}_i = I'_i - jI''_i = E_i y_{ii}\cos(\delta_i - \psi_{ii}) - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij}\cos(\delta_j - \psi_{ij}) +$$

$$+ j\left[E_i y_{ii}\sin(\delta_i - \psi_{ii}) - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij}\sin(\delta_j - \psi_{ij})\right]$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n).$$

Поскольку за ось отсчета углов принято направление вектора $\dot{E}_1$, то $\delta_i = \delta_{i1}$ и $\delta_j = \delta_{j1}$. Учитывая эти соотношения, а также считая $\psi_{ii} = 90° - \alpha_{ii}$ и $\psi_{ij} = 90° - \alpha_{ij}$, можно уравнения для токов в ветвях генераторных станций записать в следующей форме:

$$\dot{I}_i = I'_i - jI''_i = E_i y_{ii}\sin(\delta_{i1} + \alpha_{ii}) - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} E_j y_{ij}\sin(\delta_{j1} + \alpha_{ij}) +$$

$$+ j\left[-E_i y_{ii}\cos(\delta_{ij} + \alpha_{ii}) + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} E_i y_{ij}\cos(\delta_{ij} + \alpha_{ij})\right] \qquad (4\text{-}100)$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n).$$

Полный ток i-й станции

$$I_i = \sqrt{I_i'^2 + I_i''^2} = f_{Ii}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1})$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n;\quad j = 1,\ 2,\ \ldots,\ n;\quad j \neq i).$$

Примем для упрощения, что все генераторы в рассматриваемой системе неявнополюсные. Тогда

$$\dot{U}_{ri} = \dot{E}_{qi} - jx_{di}\dot{I}_i = E_{qi}\cos\delta_{i1} + jE_{qi}\sin\delta_{i1} - jx_{di}(I'_i - jI''_i) =$$

$$= E_{qi}\cos\delta_{i1} - I''_i x_{di} + j(E_{qi}\sin\delta_{i1} - I'_i x_{di}) = U'_{ri} + jU''_{ri}$$

и, следовательно,

$$U_i = \sqrt{U_{ri}'^2 + U_{ri}''^2} =$$

$$= f_{Ui}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1}).$$

С учетом полученных выражений для тока и напряжения i-й станции закон пропорционального регулирования записывается в виде

$$E_{qi} = E_{qi0} + k_{0I}[f_{Ii}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1}) - I_{i0}] + k_{0U}[U_{i0} - f_{Ui}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1})] \qquad (4\text{-}101)$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n;\quad j = 1,\ 2,\ \ldots,\ n;\quad i \neq j).$$

Таким образом, для решения поставленной задачи имеем систему уравнений, в которую входят уравнения (4-99) и (4-101). Придадим им следующую форму:

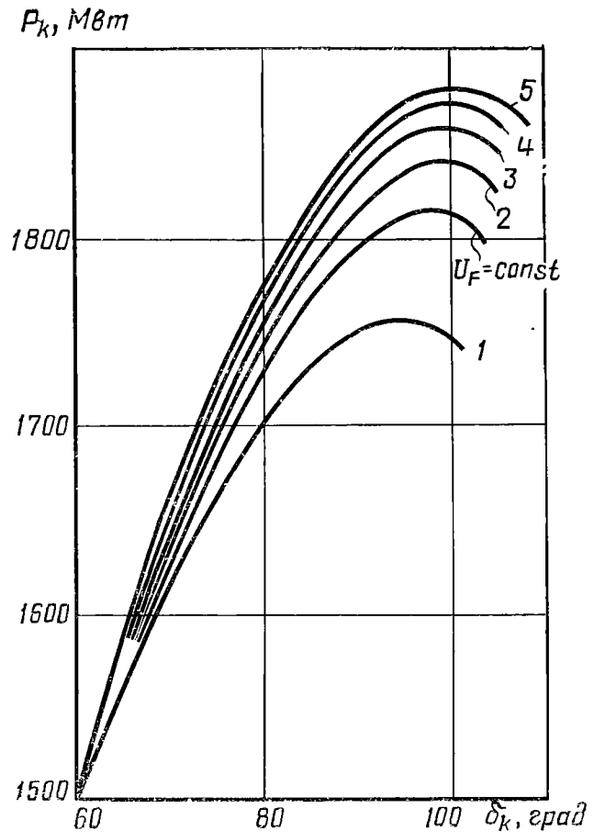


Рис. 4-13

$$f_P(\delta_{ij}, E_i, E_j) = P_m - P_{mm} - \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} P_{mj}\sin(\delta_{i1} - \delta_{j1} - \alpha_{mj}) = 0$$

$$(m = 2,\ 3,\ \ldots,\ n)$$

$$f_E(\delta_{ij}, E_i, E_j) = E_{qi} - E_{qi0} - k_{0I}[f_{Ii}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1}) - I_{i0}] -$$

$$- k_{0U}[U_{i0} - f_{Ui}(E_i, E_j, \delta_{i1}, \delta_{j1}) = 0$$

$$(i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n),$$

или

$$\mathbf{f}(\boldsymbol{\delta}, \mathbf{E}_q) = \left\| \begin{matrix} \mathbf{f}_P(\boldsymbol{\delta}_{ij},\ \mathbf{E}_{qi},\ \mathbf{E}_{qj}) \\ \mathbf{f}_E(\boldsymbol{\delta}_{ij},\ \mathbf{E}_{qi},\ \mathbf{E}_{qj}) \end{matrix} \right\| = 0.$$

Система (4-102) содержит $(n - 1)$ уравнений, определяющих мощности, и n уравнений, определяющих э. д. с., всего $(2n - 1)$ уравнений. Неизвестными в этой системе являются $(n - 1)$ относительных углов и n э. д. с. генераторных станций. Следовательно, система уравнений принципиально разрешима.

В соответствии с рассмотренной методикой в Московском энергетическом институте разработаны алгоритм и программа ЦВМ. На рис. 4-13 приведены кривые, иллюстрирующие результаты расчетов для реальной электрической системы. Характеристики *1* — *5* отвечают последовательному увеличению коэффициентов k_{0I} при $k_{0U} =$ = const.

§ 4-10. РАЗДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ПОДСИСТЕМЫ

Большое число элементов в схемах замещения современных электрических систем в ряде случаев настолько усложняет задачу расчета их режимов, что в полном объеме решение ее получить не удается. Одним из путей преодоления таких трудностей является эквивалентирование участков системы. Эквивалентирование может рассматриваться как частный случай общего подхода к расчету сложных систем, заключающемуся в делении системы на отдельные подсистемы, а отвечающих им схем замещения — на подсхемы. Деление системы на подсистемы для расчета сложной системы определяется термином *диакоптика*.

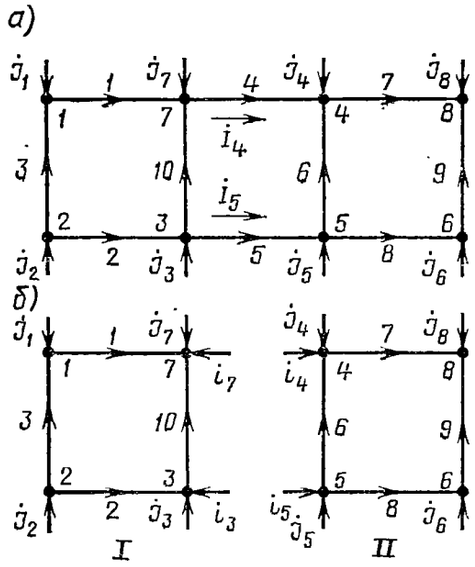


Рис. 4-14

В общем случае диакоптика предполагает деление системы на подсистемы, независимый расчет режима в каждой из подсистем с последующей корректировкой по характеристикам режима в точках деления. Известен ряд методов реализации идеи диакоптики. В настоящем параграфе рассмотрен один из таких методов, предусматривающий деление системы удалением ветвей, связывающих ее подсистемы при замене удаленных ветвей задающими токами.

Сущность этого метода рассмотрим на примере сети, направленный граф которой показан на рис. 4-14, *а*. Разделим этот граф по ветвям *4* и *5*, выделяя таким образом в исходной схеме сети две подсхемы (рис. 4-14, *б*). Для того чтобы в каждой из подсхем после деления не изменился режим, удаленные ветви заменяем задающими токами в узлах, равными токам в удаленных ветвях с соответствующими знаками. В каждой из подсхем выбираем базисный узел, причем таким образом, чтобы он имел последний из номеров, присваиваемых узлам рассчитываемой схемы. В соответствии с этим условием в первой подсхеме за базисный принимаем узел *7*, во второй — узел *8*, который будем считать также и балансирующим узлом для всей схемы в целом. Нумерация остальных узлов выполняется последовательно для каждой из подсхем с тем, чтобы вначале номера получали узлы первой из подсхем, затем второй и т. д. При такой системе нумерации узловые уравнения для двух подсхем, показанных на рис. 4-14, в развернутой матричной форме имеют вид

$$\begin{Vmatrix} \dot{Y}_1+\dot{Y}_3 & -\dot{Y}_3 & 0 \\ -\dot{Y}_3 & \dot{Y}_2+\dot{Y}_3 & -\dot{Y}_2 \\ 0 & -\dot{Y}_2 & \dot{Y}_2+\dot{Y}_{10} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{U}'_{\Delta 1} \\ \dot{U}'_{\Delta 2} \\ \dot{U}'_{\Delta 3} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{J}_1+0 \\ \dot{J}_2+0 \\ \dot{J}_3+i_3 \end{Vmatrix};$$

$$\begin{Vmatrix} \dot{Y}_7+\dot{Y}_6 & -\dot{Y}_6 & 0 \\ -\dot{Y}_6 & \dot{Y}_6+\dot{Y}_8 & -\dot{Y}_8 \\ 0 & -\dot{Y}_8 & \dot{Y}_8+\dot{Y}_9 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{U}'_{\Delta 4} \\ \dot{U}'_{\Delta 5} \\ \dot{U}'_{\Delta 6} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{J}_4+i_4 \\ \dot{J}_5+i_5 \\ \dot{J}_6 \end{Vmatrix},$$

где $\dot{U}'_{\Delta i}$ ($i = 1, 2, \ldots, 6$) — разность между напряжениями i-го и базисного узлов той подсхемы, в которой расположен i-й узел.

В обобщенной форме узловые уравнения принимают вид

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y\mathrm{I}}\,\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta\mathrm{I}} = \dot{\mathbf{J}}_{\mathrm{I}} + \mathbf{i}_{\mathrm{I}};$$

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y\mathrm{II}}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\mathrm{II}} = \dot{\mathbf{J}}_{\mathrm{II}} + \mathbf{i}_{\mathrm{I}}.$$

После объединения записанных уравнений в одно уравнение можно получить

$$\begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{y\mathrm{I}} & 0 \\ 0 & \dot{\mathbf{Y}}_{y\mathrm{II}} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{U}}'_{\Delta\mathrm{I}} \\ \dot{\mathbf{U}}'_{\Delta\mathrm{II}} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{J}}_{\mathrm{I}} + \mathbf{i}_{\mathrm{I}} \\ \dot{\mathbf{J}}_{\mathrm{II}} + \mathbf{i}_{\mathrm{II}} \end{Vmatrix},$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}_{yii}\,\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} = \dot{\mathbf{J}}_i + \mathbf{i}, \qquad (4\text{-}102)$$

где $\dot{\mathbf{Y}}_{yii}$ — квазидиагональная матрица.

В условиях рассматриваемого примера нетрудно убедиться, что связь между токами в удаленных ветвях $\dot{\mathbf{I}}_j$ и задающими токами $\mathbf{i}$, которые оказывают влияние в подсхемах, устанавливается с помощью матричного уравнения

$$\mathbf{i} = -\mathbf{M}_j\,\dot{\mathbf{I}}_j, \qquad (4\text{-}103)$$

или в раскрытой форме

$$\begin{Vmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \\ \hline i_7 \end{Vmatrix} = -\begin{Vmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ \hline 1 & 0 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 0 \\ 0 \\ -\dot{I}_5 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ 0 \\ \hline -\dot{I}_4 \end{Vmatrix}. \qquad (4\text{-}103\text{а})$$

В уравнениях (4-103) и (4-103 а) $\mathbf{M}_j$ — матрица соединения удаляемых ветвей со всеми узлами исходной схемы.

Определим уравнения, характеризующие режим удаленных ветвей. Для напряжения удаляемых ветвей (падений напряжения на этих ветвях) справедлива зависимость

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathrm{в}j} = \mathbf{M}_{jt}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}, \qquad (4\text{-}104)$$

которая для рассматриваемого примера в раскрытой форме имеет вид

$$\left\|\begin{matrix}\dot U_{в4}\\ \dot U_{в5}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot U_{\Delta 7} & -\dot U_{\Delta 4}\\ \dot U_{\Delta 3} & -\dot U_{\Delta 5}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1\\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot U_{\Delta 1}\\ \dot U_{\Delta 2}\\ \dot U_{\Delta 3}\\ \dot U_{\Delta 4}\\ \dot U_{\Delta 5}\\ \dot U_{\Delta 6}\\ \dot U_{\Delta 7}\end{matrix}\right\|. \quad (4\text{-}104а)$$

Разобьем на подматрицы столбцовые матрицы $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$, $\dot{\mathbf{J}}$ и $\mathbf{i}$, входящие в (4-102), (4-103) и (4-104), принимая

$$\dot{\mathbf{U}}'_\Delta = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i}\\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta б}\end{matrix}\right\|, \quad \dot{\mathbf{J}} = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{J}}_i\\ \dot{\mathbf{J}}_б\end{matrix}\right\|, \quad \mathbf{i} = \left\|\begin{matrix}\mathbf{i}_i\\ \mathbf{i}_б\end{matrix}\right\|,$$

причем индексом i отмечаем подматрицы, которые отвечают всем узлам подсхем, за исключением дополнительно выбранных при делении исходной схемы; индексом $б$ — дополнительно выбранные базисные узлы (в рассматриваемом случае узел 7). В матричном уравнении (4-102) подматрицы $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta б}$, $\dot{\mathbf{J}}_б$ и $\mathbf{i}_б$ отсутствуют, в (4-103 а) и (4-104а) эти подматрицы выведены штриховыми линиями, кроме того, выделены отвечающие им подматрицы в матрицах $\mathbf{M}_j$ и $\mathbf{M}_{jt}$.

Уравнение (4-103) при выделении подматриц принимает вид

$$\left\|\begin{matrix}\mathbf{i}_i\\ \mathbf{i}_б\end{matrix}\right\| = -\left\|\begin{matrix}\mathbf{M}_{ji}\\ \mathbf{M}_{jб}\end{matrix}\right\| \cdot \dot{\mathbf{I}}_j,$$

откуда следует, что

$$\left.\begin{aligned}\mathbf{i}_i &= -\mathbf{M}_{ji}\,\dot{\mathbf{I}}_j;\\ \mathbf{i}_б &= -\mathbf{M}_{jб}\,\dot{\mathbf{I}}_j.\end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}105)$$

Аналогично из (4-104) можно получить

$$\dot{\mathbf{U}}_{вj} = \mathbf{M}_{jit}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \mathbf{M}_{jбt}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta б}. \quad (4\text{-}106)$$

Поскольку для напряжений $\dot{\mathbf{U}}_{вj}$ в соответствии с законом Ома справедлива зависимость

$$\dot{\mathbf{U}}_{вj} = \dot{\mathbf{Z}}_{вj}\,\dot{\mathbf{I}}_j - \dot{\mathbf{E}}_j,$$

то уравнение (4-106) может быть приведено к виду

$$\mathbf{M}_{jit}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \mathbf{M}_{jбt}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta б} - \dot{\mathbf{Z}}_{вj}\,\dot{\mathbf{I}}_j = -\dot{\mathbf{E}}_j. \quad (4\text{-}107)$$

Установим связь между напряжениями $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$ и $\dot{\mathbf{U}}'_\Delta$, первые из которых определяют напряжения между узлами исходной схемы и ее базисным узлом, вторые — напряжения между узлами подсхем и дополнительными базисными узлами, выбранными для каждой из подсхем. Такая связь для рассматриваемого примера определяется матричным выражением, представленным в раскрытой форме

$$\left\|\begin{matrix}\dot U_{\Delta 1}\\ \dot U_{\Delta 2}\\ \dot U_{\Delta 3}\\ \dot U_{\Delta 4}\\ \dot U_{\Delta 5}\\ \dot U_{\Delta 6}\\ \hline \dot U_{\Delta 7}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot U_1 - \dot U_8\\ \dot U_2 - \dot U_8\\ \dot U_3 - \dot U_8\\ \dot U_4 - \dot U_8\\ \dot U_5 - \dot U_8\\ \dot U_6 - \dot U_8\\ \hline \dot U_7 - \dot U_8\end{matrix}\right\| - \left\|\begin{matrix}\dot U_1 - \dot U_7 + \dot U_7 - \dot U_8\\ \dot U_2 - \dot U_7 + \dot U_7 - \dot U_8\\ \dot U_3 - \dot U_7 + \dot U_7 - \dot U_8\\ \dot U_4 - \dot U_8\\ \dot U_5 - \dot U_8\\ \dot U_6 - \dot U_8\\ \hline \dot U_7 - \dot U_8\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot U'_{\Delta 1}\\ \dot U'_{\Delta 2}\\ \dot U'_{\Delta 3}\\ \dot U'_{\Delta 4}\\ \dot U'_{\Delta 5}\\ \dot U'_{\Delta 6}\\ \hline \dot U'_{\Delta 7}\end{matrix}\right\| + \left\|\begin{matrix}1\\ 1\\ 1\\ 0\\ 0\\ 0\\ \hline 0\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\dot U_{\Delta 7}\right\|$$

или в общем виде

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i}\\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta б}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i}\\ \mathbf{0}\end{matrix}\right\| + \left\|\begin{matrix}\mathbf{K}_{iб}\\ \mathbf{E}_{бб}\end{matrix}\right\| \dot{\mathbf{U}}_{\Delta б},$$

откуда

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} = \dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} + \mathbf{K}_{iб}\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta б}. \quad (4\text{-}108)$$

В уравнении (4-108) $\mathbf{K}_{iб}$ — матрица, элементами которой являются либо $+1$, либо 0; единица проставляется в том случае, когда узел i и базисный узел находятся в одной подсхеме, нуль — в противном случае.

Из (4-107) и (4-108) следует, что

$$\mathbf{M}_{jit}\,\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} + \|\mathbf{M}_{jit}\,\mathbf{K}_{iб} + \mathbf{M}_{jбt}\|\,\dot{\mathbf{U}}_{\Delta б} - \dot{\mathbf{Z}}_{вj}\,\dot{\mathbf{I}}_j = \dot{\mathbf{E}}_j. \quad (4\text{-}109)$$

В узловых уравнениях (4-102) число уравнений меньше числа неизвестных. Объясняется это тем, что для базисных узлов узловые уравнения не составляются. Поэтому в каждой из подсистем не составляется уравнение для того из узлов, который принимается дополнительным базисным. При p выделенных подсистемах число неизвестных на $(p-1)$ оказывается большим числа уравнений в системе (4-110). В рассматриваемом примере не составлялось уравнение для дополнительного базисного узла 7, тогда как напряжение в нем в исходной схеме является искомой величиной.

Таким образом, при решении по методу диакоптики необходимо составление дополнительных $(p-1)$ соотношений, для того чтобы для каждой из подсистем могли быть найдены узловые уравнения. Они составляются на основании баланса узловых токов для каждой из подсистем за исключением той, в которой находится общий для всей системы базисный узел. В рассматриваемом примере недостающие условия получаются из уравнения баланса узловых токов. Для первой системы имеем:

$$\dot J_1 + \dot J_2 + \dot J_3 + i_3 + i_7 + \dot J_7 = 0,$$

или в раскрытой матричной форме

$$\left\| 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0 \right| 1 \left\| \left\{ \left\| \begin{matrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \\ \dot{J}_4 \\ \dot{J}_5 \\ \dot{J}_6 \\ \hline \dot{J}_7 \end{matrix} \right\| + \left\| \begin{matrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \\ \hline i_7 \end{matrix} \right\| \right\} \right. = 0.$$

В обобщенной записи последнее уравнение запишется как

$$\| \mathbf{K}_{i\delta t} \mid \mathbf{E}_{\delta\delta} \| \cdot \left\{ \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{J}}_i \\ \dot{\mathbf{J}}_\delta \end{matrix} \right\| + \left\| \begin{matrix} \mathbf{i}_i \\ \mathbf{i}_\delta \end{matrix} \right\| \right\} = 0, \qquad (4\text{-}110)$$

откуда следует, что

$$\mathbf{K}_{i\delta t} (\dot{\mathbf{J}}_i + \mathbf{i}_i) + \mathbf{E}_{\delta\delta} (\dot{\mathbf{J}}_\delta + \mathbf{i}_\delta) = 0. \qquad (4\text{-}111)$$

Подставляя в (4-111) уравнения (4-105), получим

$$\mathbf{K}_{i\delta t} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{J}}_\delta - \| \mathbf{K}_{i\delta t} \mathbf{M}_{ji} + \mathbf{M}_{j\delta} \| \dot{\mathbf{I}}_j = 0. \qquad (4\text{-}112)$$

Сведем найденные уравнения в одну систему, причем для сокращения записи решения рассматриваемой системы введем следующие обозначения:

$$\| \mathbf{K}_{i\delta t} \mathbf{M}_{ji} + \mathbf{M}_{j\delta} \| = \mathbf{T}_{\delta j};$$
$$\mathbf{K}_{i\delta} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{J}}_\delta = \dot{\mathbf{I}}_\delta,$$

тогда

$$\| \mathbf{M}_{jit} \mathbf{K}_{i\delta} + \mathbf{M}_{j\delta t} \| = \mathbf{T}_{j\delta t}.$$

Учитывая принятые обозначения и принимая во внимание для соотношения (4-102) уравнение (4-105), записываем систему уравнений (4-102), (4-109) и (4-112):

$$\dot{\mathbf{Y}}_{yii} \dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} + \mathbf{M}_{ji} \dot{\mathbf{I}}_j = \dot{\mathbf{J}}_i; \qquad (4\text{-}113)$$

$$-\mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Z}}_{вj} \dot{\mathbf{I}}_j - \mathbf{T}_{j\delta t} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta} = \dot{\mathbf{E}}_j; \qquad (4\text{-}114)$$

$$\dot{\mathbf{I}}_\delta - \mathbf{T}_{\delta j} \dot{\mathbf{I}}_j = 0. \qquad (4\text{-}115)$$

Система уравнений (4-113) — (4-115) является основной системой метода диакоптики, реализуемого путем удаления ветвей. Входящие в систему уравнения (4-113) и (4-115) определяют режим выделенных подсистем. Поэтому порядок их существенно ниже, нежели порядок узловой матрицы, записанной для всей исходной схемы в целом. Отличительной особенностью выражения (4-113) является также лучшая заполненность диагональных матриц (входящих в матрицу $\dot{\mathbf{Y}}_{yii}$), число нулевых элементов в которых значительно меньше, нежели в матрице узловых проводимостей исходной схемы. Это объясняется уменьшением числа взаимно несвязанных узлов в подсхемах.

Решение системы уравнений (4-113) — (4-115) осуществляется в следующем порядке. Из выражения (4-113) получается значение напряжения

$$\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i} = \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} (\dot{\mathbf{J}}_i - \mathbf{M}_{ji} \dot{\mathbf{I}}_j) \qquad (4\text{-}116)$$

и после подстановки (4-116) в выражение (4-114), которое при этом принимает вид

$$\| \dot{\mathbf{Z}}_{вj} + \mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \mathbf{M}_{ji} \| \dot{\mathbf{I}}_j = \mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{E}}_j + \mathbf{T}_{j\delta t} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta},$$

определяется ток

$$\dot{\mathbf{I}}_j = \dot{\mathbf{Z}}'^{-1}_{вj} (\mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{E}}_j + \mathbf{T}_{j\delta t} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta}), \qquad (4\text{-}117)$$

где $\dot{\mathbf{Z}}'_{вj} = \dot{\mathbf{Z}}_{вj} + \mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \mathbf{M}_{ji}$.

После подстановки (4-117) в (4-115) третье уравнение решаемой системы запишется так

$$\dot{\mathbf{I}}_\delta = \mathbf{T}_{\delta j} \dot{\mathbf{Z}}'^{-1}_{вj} \mathbf{T}_{j\delta t} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta} - \mathbf{T}_{i\delta} \dot{\mathbf{Z}}'^{-1}_{вj} (\mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{E}}_j),$$

откуда следует, что

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta} = \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{\delta\delta} \{ \dot{\mathbf{I}}_\delta + \mathbf{T}_{i\delta} \dot{\mathbf{Z}}'^{-1}_{вj} (\mathbf{M}_{jit} \dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{yii} \dot{\mathbf{J}}_i + \dot{\mathbf{E}}_j) \}, \qquad (4\text{-}118)$$

где $\dot{\mathbf{Y}}_{\delta\delta} = \mathbf{T}_{\delta j} \dot{\mathbf{Z}}'_{вj} \mathbf{T}_{j\delta t}$.

В правой части выражения (4-118) расположены известные величины, поэтому может быть вычислена матрица $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta}$. Подставив $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta\delta}$ в (4-117), можно найти матрицу $\dot{\mathbf{I}}_j$, а при известной матрице $\dot{\mathbf{I}}_j$ по уравнению (4-116) можно определить матрицу $\dot{\mathbf{U}}'_{\Delta i}$. Искомые напряжения $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$ находятся согласно выражению (4-108).

ЛИТЕРАТУРА

1. Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1971.
2. Н. А. Мельников. Матричный метод анализа электрических цепей. «Энергия», 1966.
3. Н. Г. Максимович. Линейные электрические цепи и их преобразования. ГЭИ, 1961.
4. В. Н. Фадеев. Вычислительные методы линейной алгебры. ГИТТЛ, 1950.
5. Б. П. Демидович, И. А. Марон. Основы вычислительной математики. Физматгиз, 1963.

ГЛАВА 5 СОБСТВЕННЫЕ И ВЗАИМНЫЕ ПРОВОДИМОСТИ ВЕТВЕЙ

При выполнении многих расчетов, оценивающих изменения мощностей генераторных станций, используются формулы, в которых искомые параметры режима определены в зависимости от собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций (см. § 4-8). При таком подходе нагрузки обычно учитываются в схемах замещения неизменными сопротивлениями, благодаря чему эти схемы приобретают свойства линейных цепей. При этом собственные и взаимные проводимости ветвей являются обобщенными параметрами системы, характеризующими определенные свойства всей совокупности взаимно связанных в электрической системе элементов, включая электрическую сеть, нагрузки и генераторные станции. Задача определения этих величин характеризуется следующими особенностями:

1) большой сложностью расчетной схемы;

2) необходимостью в ряде случаев вычислять собственные и взаимные проводимости многократно при тех или иных изменениях в расчетной схеме, обычно касающихся относительно незначительного числа ветвей этой схемы.

Первая из отмеченных особенностей определяет громоздкость решения в общем случае. С ней же связаны разработки различных методик, направленных на упрощение расчетов, в частности, методик, позволяющих использовать принцип диакоптики.

Со второй особенностью приходится сталкиваться при расчетах, в которых учет статических или динамических характеристик некоторых нагрузок ведется итерационным путем, причем на каждом шаге расчета сопротивлениям этих нагрузок придается значение, неизменное на данном шаге. Таким же образом могут учитываться нелинейности характеристик и других элементов схемы замещения. Во всех рассматриваемых случаях можно упростить расчет, применяя методы, базирующиеся на значениях собственных и взаимных проводимостей той части схемы замещения, которая не содержит элементов с изменяющимися сопротивлениями. Целесообразность применения таких методов можно проиллюстрировать на следующем примере. Пусть известны собственные и взаимные проводимости генераторных ветвей схемы замещения системы, в которой все генераторы представлены переходными реактивными сопротивлениями и неизменными

э. д. с., включенными за ними. Допустим, что в процессе расчета какого-либо режима оказывается необходимым одну или несколько станций представить в схеме замещения их продольными синхронными реактивными сопротивлениями и найти собственные и взаимные проводимости измененной схемы. В этом случае новая схема замещения отличается от исходной лишь сопротивлениями в цепях ограниченного числа станций. Очевидно, что корректировка собственных и взаимных проводимостей исходной схемы с учетом этих сопротивлений будет более целесообразна, нежели полный расчет проводимостей для всей измененной схемы системы в целом, которая в условиях сложной системы может иметь сотни и тысячи ветвей.

В настоящей главе рассмотрен ряд методов, предназначенных для вычисления собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей в различных расчетных случаях. Причем изложены как методы непосредственного определения параметров для всей схемы замещения системы, так и способы, позволяющие упростить расчеты.

§ 5-1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОВОДИМОСТЕЙ МЕТОДАМИ ЕДИНИЧНЫХ ТОКОВ ИЛИ НАПРЯЖЕНИЙ

По определению, *взаимная проводимость ветви* представляет собой коэффициент пропорциональности между током одной ветви и э. д. с. другой ветви схемы при равенстве нулю всех остальных э. д. с. и задающих токов в схеме. Коэффициент пропорциональности между током ветви и э. д. с. этой же ветви при тех же условиях является *собственной проводимостью ветви*.

В соответствии с этими определениями разработан простейший способ вычисления собственных и взаимных проводимостей ветвей. Он заключается в расчете серии режимов системы, каждый из которых характеризуется существованием в схеме замещения одной э. д. с. При нахождении собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций считается действующей э. д. с. на одной из станций. Ветви, в которых имеются другие э. д. с., замыкаются накоротко. Найденные значения токов и действующая э. д. с. позволяют вычислить искомые параметры:

$$\dot{Y}_{ii} = \dot{I}_i / \dot{E}_i; \tag{5-1}$$

$$\dot{Y}_{ij} = \dot{I}_j / \dot{E}_i. \tag{5-2}$$

При выполнении расчетов вручную применительно к схемам, простым по конфигурации, с небольшим числом взаимно связанных ветвей обычно удобно ток в ветви одной из генераторных станций принять равным единице, а затем определять ту э. д. с., которая необходима для протекания единичного тока. В качестве примера в схеме, изображенной на рис. 5-1, стрелками показана последовательность определения величин. При этом в замкнутой накоротко ветви второй генераторной станции ток $\dot{I}_{20}$ принят равным единице. Тогда напряжение в ближайшем узле

$$\dot{U}_c = \dot{I}_{20} \dot{Z}_c.$$

Далее можно вычислить ток в нагрузочной ветви, связанной с узлом c,

$$\dot{I}_{c0} = \dot{U}_c / \dot{Z}_{c0}$$

и ток в ветви bc

$$\dot{I}_{bc} = \dot{I}_{20} + \dot{I}_{c0}.$$

Падение напряжения в сопротивлении этой ветви

$$\Delta\dot{U}_{bc} = \dot{I}_{bc} \dot{Z}_{bc}$$

и напряжение в узле c позволяют найти напряжение в узле b:

$$\dot{U}_b = \dot{U}_c + \Delta\dot{U}_{bc}.$$

Расчет продолжается в том же порядке до тех пор, пока не будет найдена э. д. с. $\dot{E}_1$, после чего можно определить

$$\dot{Y}_{11} = \dot{I}_1 / \dot{E}_1 \quad \text{и} \quad \dot{Y}_{21} = \dot{I}_{20} / \dot{E}_1.$$

Для вычисления проводимости $\dot{Y}_{22}$ э. д. с. $\dot{E}_1$ принимается равной нулю. Задавшись током в первой ветви $\dot{I}_{10}$, аналогично можно найти

$$\dot{Y}_{22} = \dot{I}_2 / \dot{E}_2, \quad \dot{Y}_{12} = \dot{I}_{10} / \dot{E}_2.$$

Признаком правильности расчета является равенство

$$\dot{Y}_{12} = \dot{Y}_{21}.$$

Задание тока в одной из ветвей равным единице послужило основанием для названия рассматриваемого метода расчета *методом единичных токов.*

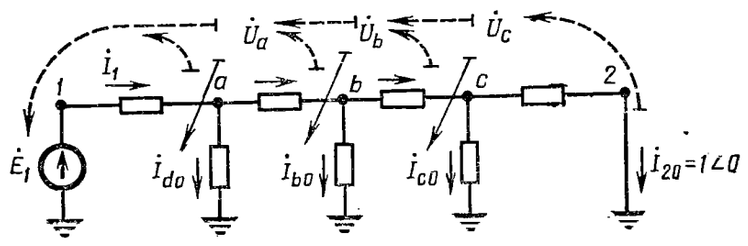


Рис. 5-1

Определение собственных и взаимных проводимостей ветвей в сложных схемах замещения при ручном счете требует затраты большого количества времени и труда, необходимого для выполнения однотипных операций с комплексными числами. Поэтому при усложнении схем электрических систем вычисления целесообразно выполнять на расчетных столах (моделях электрических систем) переменного тока, а в случае применения схем замещения крупных электрических систем — используя ЦВМ.

На расчетных столах в выбранном масштабе воспроизводится схема замещения системы. В одной из генераторных ветвей включается

источник э. д. с., тогда как все другие ветви генераторных станций замыкаются на обратный провод модели. Величина э. д. с. устанавливается таким образом, чтобы во всех генераторных станциях протекали токи такого значения, которое можно надежно измерить комплектом приборов расчетного стола. После этого измеряются токи в соответствующих ветвях и приложенная э. д. с., а также снимаются показания ваттметра. Его токовая цепь при определении собственной проводимости включается в ветвь генераторной станции; в цепь напряжения подается э. д. с. этой станции. При этом

$$|\dot{Z}_{ii}| = |z_{ii} e^{j\psi_{ii}}| = z_{ii} = |\dot{E}_i / \dot{I}_i|;$$
$$\operatorname{Re} \dot{Z}_{ii} = r_{ii} = P_i / I_i^2;$$
$$\operatorname{Im} \dot{Z}_{ii} = x_{ii} = \sqrt{z_{ii}^2 - r_{ii}^2};$$
$$\psi_{ii} = \operatorname{arctg} (x_{ii} / r_{ii});$$
$$\dot{Y}_{ii} = (1/z_{ii}) e^{-j\psi_{ii}}.$$

При определении взаимных проводимостей $\dot{Z}_{ij}$ токовая цепь ваттметра включается в замкнутую накоротко ветвь генераторной станции j, а в цепь напряжения подается э. д. с. станции i, которая является источником при выполнении расчета. В этом случае

$$|\dot{Z}_{ij}| = |z_{ij} e^{j\psi_{ij}}| = z_{ij} = |\dot{E}_i / \dot{I}_j|;$$
$$P_{ij} = E_i I_j \cos \psi_{ij} = E_i I_j \cos \widehat{E_i I_j},$$

откуда следует, что

$$\psi_{ij} = \arccos (P_{ij} / E_i I_j);$$
$$\dot{Y}_{ij} = (1/z_{ij}) e^{-j\psi_{ij}}.$$

Собственные и взаимные проводимости с помощью ЦВМ рассчитываются для режима схемы замещения, при этом в ветви одной генераторной станции считается включенной э. д. с., равная единице, тогда как э. д. с. в ветвях остальных генераторных станций принимаются равными нулю. После определения токов во всех генераторных ветвях их собственные и взаимные проводимости вычисляются по формулам (5-1) и (5-2).

Ряд программ для расчетов на ЦВМ (например, разработанная в Институте электродинамики АН УССР) предусматривает выполнение расчета режима на основе решения узлового уравнения методом Зейделя. В этом случае после вычисления напряжений и токов в схеме предусмотрено определение собственной проводимости ветви той станции, э. д. с. которой принималась равной единице, а также взаимных проводимостей между ветвью этой станции и ветвями остальных генераторных станций в схеме. Затем все расчеты повторяются вновь при условии равенства э. д. с. единице последовательно в ветвях всех генераторных станций. Рассмотренный метод расчета называется *методом единичных напряжений.*

§ 5-2. ВЫЧИСЛЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ И ВЗАИМНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ НА ОСНОВАНИИ ГРАФА СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Если в схеме замещения электрической системы отсутствуют задающие токи, то токи в ветвях и контурные токи связаны матричным соотношением:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_к. \tag{5-3}$$

При отсутствии задающих токов контурное уравнение имеет вид

$$\dot{\mathbf{Z}}_к \dot{\mathbf{I}}_к = \dot{\mathbf{E}}_к,$$

откуда следует, что

$$\dot{\mathbf{I}}_к = \mathbf{Z}_к^{-1} \dot{\mathbf{E}}_к = \dot{\mathbf{Y}}_к \dot{\mathbf{E}}_к.$$

С учетом последнего уравнения выражение (5-3) может быть представлено как

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{Y}}_к \dot{\mathbf{E}}_к. \tag{5-4}$$

При выводе контурного уравнения устанавливается выражение для контурного сопротивления

$$\dot{\mathbf{Z}}_к = \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в \mathbf{N}_t.$$

Известно также, что $\dot{\mathbf{E}}_к = \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}}$. Поэтому уравнение (5-4) может быть преобразовано к виду

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N}_t \| \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в \mathbf{N}_t \|^{-1} \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}}, \tag{5-5}$$

где в соответствии с определением

$$\mathbf{N}_t \| \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в \mathbf{N}_t \|^{-1} \mathbf{N} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij}. \tag{5-6}$$

Элементы главной диагонали матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$ являются собственными проводимостями ветвей, остальные элементы матрицы — взаимными проводимостями.

Матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей может быть получена и в ином виде, если использовать в качестве исходных уравнений не контурные, а узловые уравнения. Покажем, что такая возможность существует, приняв в узловом уравнении $\dot{\mathbf{J}} = 0$. В этом случае

$$\dot{\mathbf{Y}}_у \dot{\mathbf{U}}_\Delta = -\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \dot{\mathbf{E}}$$

или, при совмещении базисного узла с обратным проводом схемы замещения (когда $\dot{U}_0 = 0$),

$$\dot{\mathbf{Y}}_у \dot{\mathbf{U}}_у = -\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \tag{5-7}$$

Из уравнения (5-7) следует, что

$$\dot{\mathbf{U}}_у = -\dot{\mathbf{Y}}_у^{-1} \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{D}}\dot{\mathbf{E}}, \tag{5-8}$$

где $\dot{\mathbf{D}}$ — матрица комплексных коэффициентов распределения напряжения.

Кроме того, известно, что

$$\mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{U}}_в$$

или, при $\dot{U}_0 = 0$,

$$\mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_в = \dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}},$$

откуда

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} M_t \dot{\mathbf{U}}_y + \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \tag{5-9}$$

Из уравнения (5-9) с учетом (5-8) следует, что

$$\dot{\mathbf{I}} = \left(\dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{D}} + \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1}\right) \dot{\mathbf{E}}. \tag{5-10}$$

В соответствии с определением для матрицы собственных и взаимных проводимостей получаем

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ij} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{D}} + \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1}, \tag{5-11}$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ij} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} - \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{Y}}_у^{-1} \mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_в^{-1}. \tag{5-11 а}$$

Выражения (5-6) и (5-11) определяют собственные и взаимные проводимости всех ветвей схемы, в том числе и генераторных ветвей. Подматрица этих проводимостей может быть выделена из общей матрицы только для генераторных ветвей, если их нумеровать первыми номерами и лишь затем нумеровать остальные ветви. Пусть при таком подходе совокупность токов в ветви генераторных станций составляет подматрицу $\dot{\mathbf{I}}_1$, а совокупность токов в остальных ветвях схемы замещения — подматрицу $\dot{\mathbf{I}}_2$. В этом случае уравнения (5-5) и (5-10) могут быть записаны следующим образом

$$\left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{I}}_1 \\ \dot{\mathbf{I}}_2 \end{matrix} \right\| = \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}} = \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{Y}}_{ij11} & \dot{\mathbf{Y}}_{ij12} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ij21} & \dot{\mathbf{Y}}_{ij22} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{\mathbf{E}} \\ 0 \end{matrix} \right\|,$$

или в раскрытой форме

$$\left\| \begin{matrix} \dot{I}_{г1} \\ \dot{I}_{г2} \\ \dots \\ \dot{I}_{гn} \\ \hline \dot{I}_{n+1} \\ \dots \\ \dot{I}_m \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \dot{Y}_{г1,1} & \dot{Y}_{г1,2} & \dots \dot{Y}_{г1,n} & \dot{Y}_{г1,n+1} & \dots \dot{Y}_{г1,m} \\ \dot{Y}_{г2,1} & \dot{Y}_{г2,2} & \dots \dot{Y}_{г2,n} & \dot{Y}_{г2,n+1} & \dots \dot{Y}_{г2,m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dot{Y}_{гn,1} & \dot{Y}_{гn,2} & \dots \dot{Y}_{гn,n} & \dot{Y}_{гn,n+1} & \dots \dot{Y}_{гn,m} \\ \hline \dot{Y}_{n+1,1} & \dot{Y}_{n+1,2} & \dots \dot{Y}_{n+1,n} & \dot{Y}_{n+1,n+1} & \dots \dot{Y}_{n+1,m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dot{Y}_{m,1} & \dot{Y}_{m,2} & \dots \dot{Y}_{m,n} & \dot{Y}_{m,n+1} & \dots \dot{Y}_{m,m} \end{matrix} \right\| \cdot \left\| \begin{matrix} \dot{E}_{г1} \\ \dot{E}_{г2} \\ \dots \\ \dot{E}_{гn} \\ \hline 0 \\ \dots \\ 0 \end{matrix} \right\|,$$

откуда следует, что

$$\left\|\begin{matrix}\dot{I}_{г1}\\ \dot{I}_{г2}\\ \dots\\ \dot{I}_{гn}\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{Y}_{г1,1}\,\dot{Y}_{г1,2}\dots\dot{Y}_{г1,n}\\ \dot{Y}_{г2,1}\,\dot{Y}_{г2,2}\dots\dot{Y}_{г2,n}\\ \dots\dots\dots\dots\\ \dot{Y}_{гn,1}\,\dot{Y}_{гn,2}\dots\dot{Y}_{гn,n}\end{matrix}\right\| \cdot \left\|\begin{matrix}\dot{E}_{г1}\\ \dot{E}_{г2}\\ \dots\\ \dot{E}_{гn}\end{matrix}\right\|,$$

или

$$\dot{\mathbf{I}}_1 = \dot{\mathbf{Y}}_{ij11}\,\dot{\mathbf{E}}.$$

Таким образом, матрица собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей может быть получена из общей матрицы собственных и взаимных проводимостей в форме квадратной подматрицы, состоящей из строк и столбцов, отвечающих номерам ветвей генераторных станций в схеме замещения.

§ 5-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАТРИЦЫ $\dot{Y}_{ij}$ МЕТОДОМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СХЕМЫ

На рис. 5-2, *а* показана схема замещения электрической системы с двумя генераторными станциями. Эта схема с помощью эквивалентных преобразований может быть приведена к более простому виду. Так, преобразовав треугольник, состоящий из сопротивлений $\dot{Z}_{ab}$, $\dot{Z}_{d0}$ и $\dot{Z}_{b0}$ в звезду (штриховые линии на рис. 5-2, *а*), можно получить схему в виде звезды (рис. 5-2, *б*). Полученная звезда, в свою очередь, может быть преобразована в треугольник, причем получается схема, показанная на рис. 5-2, *в*. Характерной особенностью этой схемы является отсутствие внутренних узлов, все ее ветви связаны только с генераторными узлами *1* и 2.

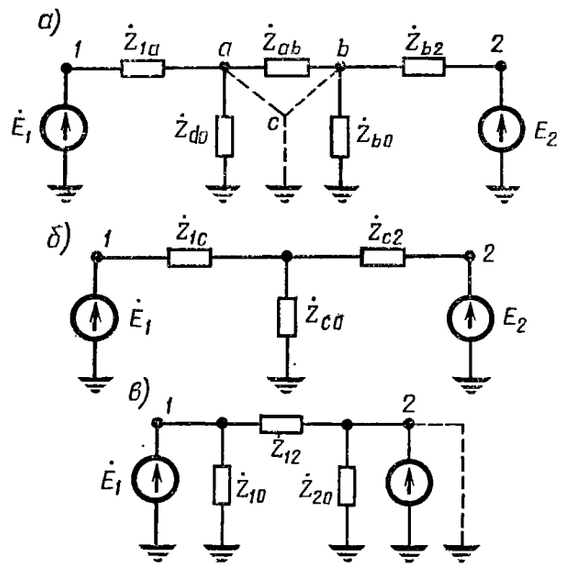


Рис. 5-2

Представим условия работы схемы, приведенной на рис. 5-2, *в*, для случая, когда узел *2* накоротко связан с обратным проводом (штриховая линия). В таком режиме ток в ветви генераторной станции *2* определяется при известной э. д. с. сопротивлением $\dot{Z}_{12}$:

$$\dot{I}_2 = \dot{E}_1/\dot{Z}_{12} = \dot{Y}_{12}\dot{E}_1.$$

Следовательно, в соответствии с определением сопротивление $\dot{Z}_{12}$ является взаимным сопротивлением между ветвями генераторных станций *1* и 2, а $\dot{Y}_{12}$ — взаимной проводимостью. Сопротивление $\dot{Z}_{12}$ может быть вычислено по известным формулам преобразования звезды (рис. 5-2, *б*) в треугольник (рис. 5-2, *в*):

$$\dot{Z}_{12} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_1\dot{Z}_2/\dot{Z}_3, \qquad (5\text{-}12)$$

причем $\dot{Y}_{12} = 1/\dot{Z}_{12}$.

Ток в ветви генераторной станции *1* при заданной э. д. с. определяется сложенными параллельно сопротивлениями $\dot{Z}_{12}$ и $\dot{Z}_{10}$:

$$\dot{I}_1 = \dot{E}_1/(\dot{Z}_{12}\|\dot{Z}_{10}) = \dot{E}_1\,(\dot{Y}_{10} + \dot{Y}_{12}).$$

В соответствии с определением

$$\dot{Y}_{10} + \dot{Y}_{12} = \dot{Y}_{11}, \qquad (5\text{-}13)$$

где $\dot{Y}_{11}$ — собственная проводимость ветви генераторной станции.

1. Рассматривая режим работы схемы при замкнутой накоротко ветви генераторной станции *1*, аналогично можно установить, что

$$\dot{Y}_{22} = \dot{Y}_{20} + \dot{Y}_{12}. \qquad (5\text{-}14)$$

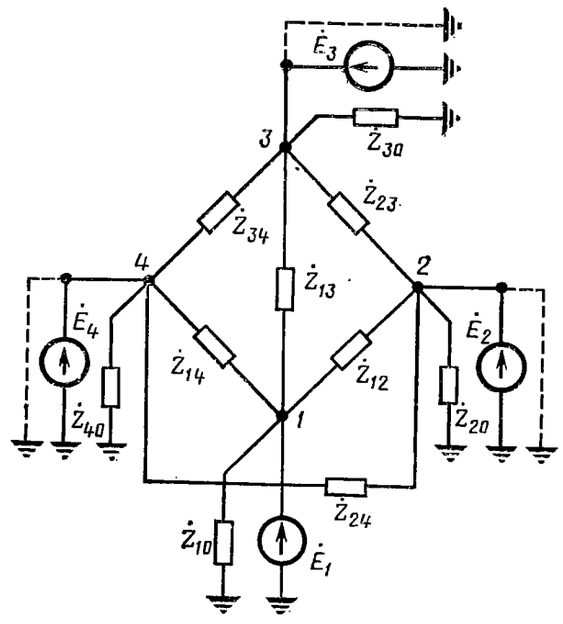


Рис. 5-3

Рассмотрим более сложную схему замещения системы, содержащую четыре генераторные станции. В результате преобразований схему можно привести к виду многоугольника с диагоналями и нагрузочными ветвями в генераторных узлах (рис. 5-3). Граф такой схемы является полным графом, поскольку все узлы его оказываются взаимно связанными друг с другом. Предположим, что в рассматриваемой схеме э. д. с. всех генераторных станций, кроме E_1, замкнуты накоротко так, как показано на рисунке штриховыми линиями. Нетрудно установить, что сопротивления ветвей между генераторными узлами являются взаимными сопротивлениями между ветвью генераторной станции *1* и ветвями остальных станций — $\dot{Z}_{12}$, $\dot{Z}_{13}$, $\dot{Z}_{14}$, причем

$$\dot{Y}_{12} = 1/\dot{Z}_{12}; \quad \dot{Y}_{13} = 1/\dot{Z}_{13}; \quad \dot{Y}_{14} = 1/\dot{Z}_{14}.$$

При этом собственная проводимость ветви станции *1*

$$\dot{Y}_{11} = \dot{Y}_{10} + \dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{13} + \dot{Y}_{14}.$$

Аналогичные формулы справедливы и для других узлов, причем в общем случае n генераторных узлов в схеме замещения для i-го узла имеем

$$\dot{Y}_{ii} = \dot{Y}_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} \dot{Y}_{ij} \quad (\mathrm{i} = 1, 2, \ldots, n). \tag{5-15}$$

Таким образом, задача определения собственных и взаимных проводимостей может быть сведена к задаче упорядоченного исключения узлов и получения в результате этого схемы замещения в форме многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в оставшихся узлах. Ее решение может быть получено на основе узлового уравнения.

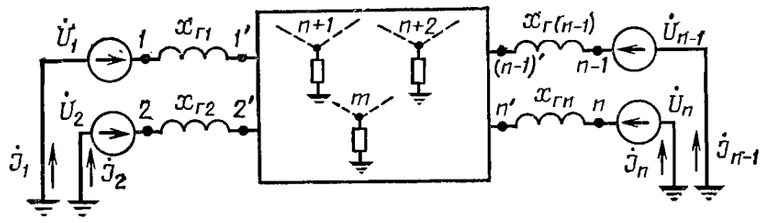


Рис. 5-4

На рис. 5-4 показана условная схема сложной системы, на схеме номерами 1, 2, ..., n отмечены точки, к которым за реактивными сопротивлениями генераторов подсоединены э. д. с. Эти точки будем считать узловыми точками с заданными напряжениями, равными соответствующим э. д. с. Совокупность заданных напряжений образует столбцовую матрицу $\dot{\mathbf{U}}_1$. Токи в ветвях генераторных станций будем считать задающими токами $\dot{\mathbf{J}}_1 \ldots \dot{\mathbf{J}}_n$, в узлах которых заданы напряжения $(\dot{\mathbf{U}}_1 \ldots \dot{\mathbf{U}}_n)$.

Внутренние узловые точки на рис. 5-4 обозначены номерами $n+1, n+2, \ldots, m$. Напряжения в них образуют матрицу $\dot{\mathbf{U}}_2$. При отсутствии э. д. с. в ветвях и задающих токов во внутренних узлах узловое уравнение при принятых обозначениях и при условии, что базисный узел совмещен с обратным проводом схемы замещения может быть записано как

$$\left\| \begin{array}{cccc|ccc} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \ldots & \dot{Y}_{1n} & \dot{Y}_{1,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{1m} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \ldots & \dot{Y}_{2n} & \dot{Y}_{2,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{2m} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \ldots & \dot{Y}_{nn} & \dot{Y}_{n,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{nm} \\ \hline \dot{Y}_{n+1,1} & \dot{Y}_{n+1,2} & \ldots & \dot{Y}_{n+1,n} & \dot{Y}_{n+1,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{n+1,m} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \dot{Y}_{m-1,1} & \dot{Y}_{m-1,2} & \ldots & \dot{Y}_{m-1,n} & \dot{Y}_{m-1,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{m-1,m} \\ \dot{Y}_{m1} & \dot{Y}_{m2} & \ldots & \dot{Y}_{mn} & \dot{Y}_{m,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{mm} \end{array} \right\| \cdot \left\| \begin{array}{c} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \ldots \\ \dot{U}_n \\ \hline \dot{U}_{n+1} \\ \ldots \\ \dot{U}_{m-1} \\ \dot{U}_m \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{c} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \ldots \\ \dot{J}_n \\ \hline 0 \\ \ldots \\ 0 \\ 0 \end{array} \right\|, \tag{5-16}$$

или в обобщенной форме

$$\left\| \begin{array}{cc} \dot{\mathbf{Y}}_{y11} & \dot{\mathbf{Y}}_{y12} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{y21} & \dot{\mathbf{Y}}_{y22} \end{array} \right\| \cdot \left\| \begin{array}{c} \dot{\mathbf{U}}_1 \\ \dot{\mathbf{U}}_2 \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{c} \dot{\mathbf{J}}_1 \\ 0 \end{array} \right\|,$$

откуда следует, что

$$\left. \begin{array}{l} \dot{\mathbf{Y}}_{y11}\dot{\mathbf{U}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{y12}\dot{\mathbf{U}}_2 = \dot{\mathbf{J}}_1; \\ \dot{\mathbf{Y}}_{y21}\dot{\mathbf{U}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{y22}\dot{\mathbf{U}}_2 = 0. \end{array} \right\} \tag{5-16а}$$

В уравнениях (5-16а) $\dot{\mathbf{Y}}_{y11}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{y22}$ — собственные и взаимные узловые проводимости соответственно узлов генераторных станций и внутренних узлов; $\dot{\mathbf{Y}}_{y12}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{y21}$ — узловые проводимости между узлами генераторных станций и внутренними узлами схемы.

Из второго уравнения системы (5-16а) имеем

$$\dot{\mathbf{U}}_2 = -\dot{\mathbf{Y}}_{y22}^{-1}\dot{\mathbf{Y}}_{y21}\dot{\mathbf{U}}_1.$$

С учетом последнего выражения первое уравнение системы (5-16а) принимает вид

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{y11} - \dot{\mathbf{Y}}_{y12}\dot{\mathbf{Y}}_{y22}^{-1}\dot{\mathbf{Y}}_{y21})\dot{\mathbf{U}}_1 = \dot{\mathbf{J}}_1, \tag{5-17}$$

где

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y11} - \dot{\mathbf{Y}}_{y12}\dot{\mathbf{Y}}_{y22}^{-1}\dot{\mathbf{Y}}_{y21} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij11}.$$

Таким образом, матрица собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей получена при исключении внутренних узлов и, следовательно, путем преобразования схемы сети. Однако формула этой матрицы неудобна для практического применения, так как в нее входит обратная матрица $\dot{\mathbf{Y}}_{y22}^{-1}$, вычисление которой при сложной схеме замещения с большим числом внутренних исключаемых узлов может быть связано со значительными трудностями.

При сложной схеме замещения целесообразно воспользоваться последовательным исключением узлов, которое отвечает методу упорядоченного исключения неизвестных из системы узловых уравнений (метод Гаусса).

Разобьем матрицы, входящие в узловое уравнение (5-16), на блоки:

$$\left\| \begin{array}{cccc|ccc|c} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \ldots & \dot{Y}_{1n} & \dot{Y}_{1,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{1,\,m-1} & \dot{Y}_{1m} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \ldots & \dot{Y}_{2n} & \dot{Y}_{2,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{2,\,m-1} & \dot{Y}_{2m} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \ldots & \dot{Y}_{nn} & \dot{Y}_{n,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{n,\,m-1} & \dot{Y}_{nm} \\ \dot{Y}_{n+1,1} & \dot{Y}_{n+1,2} & \ldots & \dot{Y}_{n+1,n} & \dot{Y}_{n+1,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{n+1,\,m-1} & \dot{Y}_{n-1,\,m} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \dot{Y}_{m-1,1} & \dot{Y}_{m-1,2} & \ldots & \dot{Y}_{m-1,\,n} & \dot{Y}_{m-1,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{m-1,\,m-1} & \dot{Y}_{m-1,\,m} \\ \hline \dot{Y}_{m1} & \dot{Y}_{m2} & \ldots & \dot{Y}_{mn} & \dot{Y}_{m,\,n+1} & \ldots & \dot{Y}_{m,\,m-1} & \dot{Y}_{mm} \end{array} \right\| \times$$

$$\times\left\|\begin{matrix}\dot U_1\\ \dot U_2\\ \cdots\\ \dot U_n\\ \dot U_{n+1}\\ \cdots\\ \dot U_{m-1}\\ \hline \dot U_m\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot j_1\\ \dot j_2\\ \cdots\\ \dot j_n\\ 0\\ \cdots\\ 0\\ \hline 0\end{matrix}\right\|.$$

При сокращеной записи

$$\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m-1)} & \dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m)}\\ \dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m,\,m-1)} & \dot{\mathbf{Y}}_{ymm}\end{matrix}\right\|\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{U}}_{m-1}\\ \dot{\mathbf{U}}_m\end{matrix}\right\| = \left\|\begin{matrix}\dot{\mathbf{j}}_{m-1}\\ 0\end{matrix}\right\|,$$

где

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ymm} = \dot Y_{mm};\quad \dot{\mathbf{U}}_m = \dot U_m.$$

Из этого уравнения после преобразований, аналогичных выполненным применительно к уравнению (5-16), можно получить

$$\left(\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m-1)} - \dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m)}\,\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{ymm}\,\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m,\,m-1)}\right)\dot{\mathbf{U}}_{m-1} = \dot{\mathbf{j}}_{m-1}.$$

Здесь $\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{ymm} = 1/\dot Y_{mm}$, поэтому

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m)}\,\dot{\mathbf{Y}}^{-1}_{ymm}\,\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m,\,m-1)} =$$

$$= \left\|\begin{matrix}\dot Y_{1m}\\ \dot Y_{2m}\\ \cdots\\ \dot Y_{nm}\\ \dot Y_{n+1,\,m}\\ \cdots\\ \dot Y_{m-1,\,m}\end{matrix}\right\|\cdot\left\|\frac{\dot Y_{m1}}{\dot Y_{mm}}\ \frac{\dot Y_{m2}}{\dot Y_{mm}}\ \cdots\ \frac{\dot Y_{mn}}{\dot Y_{mm}}\ \frac{\dot Y_{m,\,n+1}}{\dot Y_{mm}}\ \cdots\ \frac{\dot Y_{m,\,m-1}}{\dot Y_{mm}}\right\| = \frac{1}{\dot Y_{mm}}\times$$

$$\times\left\|\begin{matrix}\dot Y^2_{1m} & \dot Y_{1m}\dot Y_{m2} & \ldots\dot Y_{1m}\dot Y_{mn} & \dot Y_{1m} & \dot Y_{m,\,n+1}\ldots\dot Y_{1m}\dot Y_{m,\,m-1}\\ \dot Y_{2m}\dot Y_{m1} & \dot Y^2_{2m} & \ldots\dot Y_{2m}\dot Y_{mn} & \dot Y_{2m} & \dot Y_{m,\,n+1}\ldots\dot Y_{2m}\dot Y_{m,\,m-1}\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ \dot Y_{nm}\dot Y_{m1} & \dot Y_{nm} & \dot Y_{m2}\ldots\dot Y^2_{nm} & \dot Y_{nm}\dot Y_{m,\,n+1} & \ldots\dot Y_{nm}\dot Y_{m,\,m-1}\\ \dot Y_{n+1,\,m}\dot Y_{m1} & \dot Y_{n+1,\,m}\dot Y_{m2}\ldots\dot Y_{n+1,m}\dot Y_{mn}\dot Y^2_{n+1,\,m} & & & \ldots\dot Y_{n+1,\,m}\dot Y_{m,\,m-1}\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ \dot Y_{m-1,\,m}\dot Y_{m1} & \dot Y_{m-1,\,m}\dot Y_{m2}\ldots\dot Y_{m-1,\,m}\dot Y_{mn} & \dot Y_{m-1,\,m}\dot Y_{m,\,n+1}\ldots\dot Y^2_{m-1,m} & & \end{matrix}\right\| =$$

$$= \|f(\dot Y_{im})\|.$$

Разность матриц

$$\dot{\mathbf{Y}}_{y\,(m-1,\,m-1)} - \|f(\dot Y_{im})\| = \dot{\mathbf{Y}}'_{y\,(m-1,\,m-1)}$$

определяет проводимости между $(m-1)$ узлами схемы после исключения узла m. Отметим, что в случае, когда некоторый узел i не связан с исключаемым узлом m, $\dot Y_{mi} = 0$. Поэтому в матрице $\|f(\dot Y_{im})\|$ все элементы, относящиеся к узлу i, равны нулю и, следовательно, исключение узла m не приводит к изменению проводимостей между узлом i и остальными узлами схемы.

Расчет по рассматриваемой методике должен быть продолжен с целью исключения $(m-1)$-го узла, затем $(m-2)$-го и т. д. Исключение узлов и вычисление матриц узловых проводимостей продолжается до тех пор, пока в схеме останутся только генераторные узлы. Полученная на заключительном этапе матрица узловых проводимостей для n генераторных узлов будет искомой матрицей собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций.

§ 5-4. ВЫЧИСЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ МАТРИЦЫ $\dot Y_{ij}$ ДЛЯ СИСТЕМЫ ПО МАТРИЦАМ СОБСТВЕННЫХ И ВЗАИМНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ ПОДСИСТЕМ

При расчете собственных и взаимных проводимостей применительно к схемам замещения очень сложных и разветвленных электрических систем могут встречаться случаи, когда одним расчетом не удается определить все искомые величины. Существенное упрощение расчетов при этом дает деление системы на отдельные подсистемы (5-5). Причем для каждой из подсистем составляется схема замещения и вычисляются собственные и взаимные проводимости ветвей генераторных станций и ветвей, по которым осуществляется деление системы. Вычисление собственных и взаимных проводимостей генераторных станций для исходной системы ведется на основании предварительно найденных проводимостей выделенных подсистем.

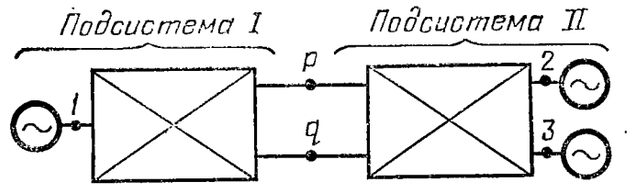


Рис. 5-5

В качестве примера рассмотрим расчет системы (рис. 5-5), которая разделена на подсистемы *I* и *II*. В подсистеме *I* имеется генераторная станция *1*, в подсистеме *II* — станции 2 и 3. Будем считать, что искомые проводимости не должны учитывать реактивные сопротивления самих станций. Поэтому узловыми точками, к которым должны быть приведены собственные и взаимные проводимости генераторных станций, являются точки включения генераторов в сеть.

В соответствии с рассматриваемой методикой на первом этапе расчета для подсистемы *I* вычисляются собственные проводимости ветви генераторной станции *1* и ветвей p и q, по которым осуществлено деление системы, а также взаимные проводимости между ними. Ре-

зультаты соответствующих расчетов независимо от числа внутренних точек в подсистеме *I* могут быть представлены схемой, показанной на рис. 5-6. Здесь подсхема *I*, отвечающая подсистеме *I*, представляет собой треугольник с нагрузочными ветвями в узлах *1*, *p* и *q*. Подсхема *II*, отвечающая подсистеме *II*, представляет собой четырехугольник с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в вершинах.

Схема, показанная на рис. 5-6, справедлива для рассматриваемой системы вне зависимости от параметров и конфигурации исходной

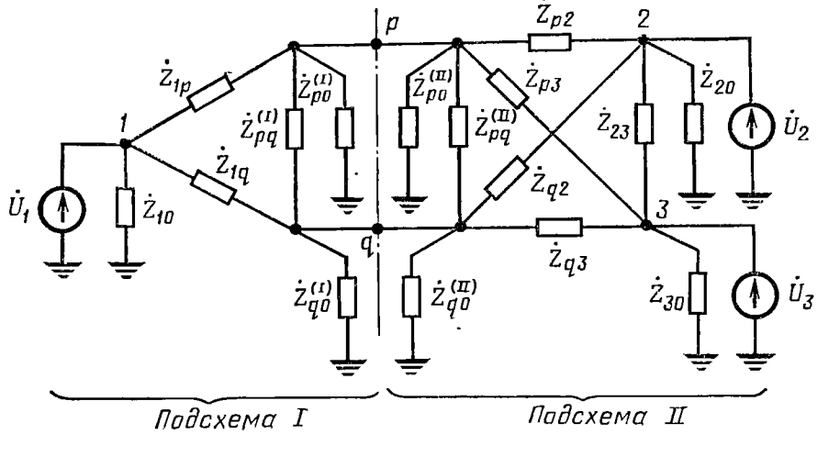


Рис. 5-6

схемы замещения, числа узлов и ветвей. Определение собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей *1*, *2* и 3 по этой схеме не представляет никаких трудностей. Решение задачи может быть получено путем исключения лишь двух внутренних узлов этой схемы — *p* и *q*.

Для частного случая, в котором две подсистемы исходной сложной системы связаны лишь одной ветвью, были получены общие формулы, позволяющие по известным собственным и взаимным проводимостям подсистем определить проводимости для генераторных ветвей исходной схемы всей системы в целом. Поясним эти формулы, обратившись к рис. 5-7, где показана обобщенная схема сложной системы, подразделенной на две подсистемы. В схеме выделены узлы двух генераторных станций — по одной в каждой из подсистем. Определим вначале собственные проводимости ветвей каждой из станций и взаимную проводимость между ветвями, считая, что предварительно получены следующие величины:

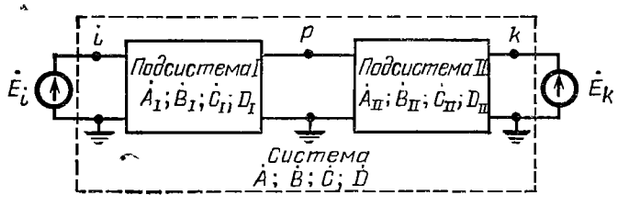


Рис. 5-7

1) собственные проводимости станции i ($\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ii}$) и станции k ($\dot{Y}^{\mathrm{II}}_{kk}$) в своих подсистемах при разрыве связи между ними в точке p;

2) собственные проводимости ветви p в подсистеме I ($\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp}$) и в подсистеме II ($\dot{Y}^{\mathrm{II}}_{pp}$) при отсутствии связи между ними;

3) взаимные проводимости $\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ip}$ и $\dot{Y}^{\mathrm{II}}_{kp}$ для каждой из подсистем.

При разрыве связи между подсистемами для подсистемы I справедливы следующие уравнения:

$$\dot{I}_i = \dot{E}_i \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ii} - \dot{U}_p \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ip}; \tag{5-18}$$

$$\dot{I}_p = -\left(\dot{U}_p \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp} - \dot{E}_i \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pi}\right). \tag{5-19}$$

При записи уравнения (5-19) за положительное принято направление тока от точки i к точке p. Те же токи могут быть найдены другим путем, если схему замещения подсистемы I рассматривать как четырехполюсник, входом которого являются зажимы генераторной станции i, а выходом — точка p и обратный провод схемы. При этом

$$\dot{E}_i = \dot{A}_{\mathrm{I}} \dot{U}_p + \dot{B}_{\mathrm{I}} \dot{I}_p; \tag{5-20}$$

$$\dot{I}_i = \dot{C}_{\mathrm{I}} \dot{U}_p + \dot{D}_{\mathrm{I}} \dot{I}_p. \tag{5-21}$$

Из уравнения (5-20) находим ток

$$\dot{I}_p = \left(\dot{E}_i - \dot{A}_{\mathrm{I}} \dot{U}_p\right)/B_{\mathrm{I}} \tag{5-22}$$

и, подставляя в уравнение (5-21), получаем

$$\dot{I}_i = \dot{C}_{\mathrm{I}} \dot{U}_p + \frac{\dot{D}_{\mathrm{I}}}{\dot{B}_{\mathrm{I}}} \left(\dot{E}_i - \dot{A}_{\mathrm{I}} \dot{U}_p\right) = \frac{\dot{D}_{\mathrm{I}}}{\dot{B}_{\mathrm{I}}} \dot{E}_i - \frac{1}{\dot{B}_{\mathrm{I}}} \dot{U}_p. \tag{5-23}$$

Сопоставление выражений (5-18) и (5-23) позволяет установить, что

$$\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ii} = \frac{\dot{D}_{\mathrm{I}}}{\dot{B}_{\mathrm{I}}}; \quad \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pi} = 1/\dot{B}_{\mathrm{I}}, \tag{5-24}$$

а также

$$\dot{B}_{\mathrm{I}} = 1/\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pi}; \quad \dot{D}_{\mathrm{I}} = \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ii}/\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pi}. \tag{5-25}$$

Сопоставляя уравнения (5-19) и (5-22), найдем

$$\dot{A}_{\mathrm{I}}/\dot{B}_{\mathrm{I}} = \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp}$$

и, следовательно,

$$\dot{A}_{\mathrm{I}} = \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp}/\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pi}. \tag{5-26}$$

Из уравнения четырехполюсника $\dot{A}_{\mathrm{I}}\dot{D}_{\mathrm{I}} - \dot{B}_{\mathrm{I}}\dot{C}_{\mathrm{I}} = 1$ следует, что

$$\dot{C}_{\mathrm{I}} = (\dot{A}_{\mathrm{I}} \dot{D}_{\mathrm{I}} - 1)/\dot{B}_{\mathrm{I}}.$$

При подстановке в последнюю формулу выражений (5-24) — (5-26) получим

$$\dot{C}_{\mathrm{I}} = \left[\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ii} \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp} - \left(\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ip}\right)^2\right]/\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ip}. \tag{5-27}$$

Аналогичные по структуре выражения справедливы для подсистемы II, а также и для схемы замещения всей системы в целом.

При этом для подсистемы II, считая ее входом точку p, а выходом точку k, запишем

$$\dot{A}_{II}=\dot{Y}^{II}_{kk}/\dot{Y}^{II}_{pk};\quad \dot{B}_{II}=1/\dot{Y}^{II}_{pk};$$

$$\dot{C}_{II}=\left[\dot{Y}^{II}_{kk}\dot{Y}^{II}_{pp}-\left(\dot{Y}^{II}_{pk}\right)^2\right]/\dot{Y}^{II}_{pk};\qquad \dot{D}_{II}=\dot{Y}^{II}_{pp}/\dot{Y}^{II}_{pk}.$$

Известно, что при последовательном соединении четырехполюсников константы объединенного четырехполюсника определяются из выражения

$$\left\|\begin{matrix}\dot{A}\ \dot{B}\\ \dot{C}\ \dot{D}\end{matrix}\right\|=\left\|\begin{matrix}\dot{A}_I\ \dot{B}_I\\ \dot{C}_I\ \dot{D}_I\end{matrix}\right\|\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{A}_{II}\ \dot{B}_{II}\\ \dot{C}_{II}\ \dot{D}_{II}\end{matrix}\right\|=\left\|\begin{matrix}\dot{A}_I\dot{A}_{II}+\dot{B}_I\dot{C}_{II} & \dot{A}_I\dot{B}_{II}+\dot{B}_I\dot{D}_{II}\\ \dot{C}_I\dot{A}_{II}+\dot{D}_I\dot{C}_{II} & \dot{C}_I\dot{B}_{II}+\dot{D}_I\dot{D}_{II}\end{matrix}\right\|.$$

Следовательно, в исходной схеме системы

$$\dot{Y}_{ii}=\dot{D}/\dot{B}=\left(\dot{C}_I\dot{B}_{II}+\dot{D}_I\dot{D}_{II}\right)/\left(\dot{A}_I\dot{B}_{II}+\dot{B}_I\dot{D}_{II}\right),$$

откуда после подстановки выражений (5-24) — (5-26) и аналогичных им выражений для подсистемы II после преобразований можно получить

$$\dot{Y}_{ii}=\dot{Y}^{I}_{ii}-\left(\dot{Y}^{I}_{ip}\right)^2/\left(\dot{Y}^{I}_{pp}+\dot{Y}^{II}_{pp}\right).\qquad (5\text{-}28)$$

Аналогично для собственной проводимости ветви станции k

$$\dot{Y}_{kk}=\dot{Y}^{II}_{kk}-\left(\dot{Y}^{II}_{kp}\right)^2/\left(\dot{Y}^{I}_{pp}+\dot{Y}^{II}_{pp}\right).\qquad (5\text{-}29)$$

Взаимная проводимость между ветвями генераторных станций i и k

$$\dot{Y}_{ik}=\frac{1}{\dot{B}}=\frac{1}{\dot{A}_I\dot{B}_{II}+\dot{B}_I\dot{D}_{II}}=\frac{\dot{Y}^{I}_{pi}\dot{Y}^{II}_{pk}}{\dot{Y}^{I}_{pp}+\dot{Y}^{II}_{pp}}.\qquad (5\text{-}30)$$

Чтобы определить взаимную проводимость между ветвями генераторных станций, расположенных в одной подсистеме, рассмотрим схемы, показанные на рис. 5-8. Режим подсистемы I, очевидно, не изменится, если к узлу p вместо подсистемы II будет подсоединено собственное сопротивление ветви p, найденное для подсистемы II при отсутствии связи с подсистемой I (рис. 5-8, $а$). Осуществив такую замену, можем записать

$$\dot{E}_i=\dot{A}_I\dot{U}_p+\dot{B}_I\dot{I}_p,$$

где $\dot{U}_p=\dot{I}_p\dot{Z}^{II}_{pp}=\dot{I}_p/\dot{Y}^{II}_{pp}.$

Из последних соотношений имеем

$$\dot{I}_p=\dot{E}_i/(\dot{A}_I/\dot{Y}^{II}_{pp}+\dot{B}_I).\qquad (5\text{-}31)$$

Воспользуемся далее принципом компенсации и вместо сопротивления $\dot{Z}^{II}_{pp}$ включим в цепь p источник тока. Будем считать, что действие его обеспечивает в узле p существование задающего тока $\dot{J}_p=-\dot{I}_p$. При этом схема примет вид, показанный на рис. 5-8, $б$, где выделена ветвь генераторной станции n, причем э. д. с. этой станции принята равной нулю. В соответствии с методом наложения ток в этой цепи

$$\dot{I}_n=-\dot{Y}^{I}_{in}\dot{E}_i-\dot{C}^{I}_{pn}\dot{J}_n=$$

$$=-\dot{Y}^{I}_{in}\dot{E}_i+\dot{C}^{I}_{pn}\dot{I}_p,\qquad (5\text{-}32)$$

где $\dot{C}_{pn}$ — комплексный коэффициент распределения тока для ветви n.

Из (5-31) и (5-32) следует, что

$$\dot{I}_n=-\left(\dot{Y}^{I}_{in}-\frac{\dot{C}^{I}_{pn}}{\dot{A}_I/\dot{Y}^{II}_{pp}+\dot{B}_I}\right)\times$$

$$\times\,\dot{E}_i=-\dot{Y}_{in}\dot{E}_i,$$

где в соответствии с определением в полной схеме замещения системы искомая взаимная проводимость между ветвями станций i и n

$$\dot{Y}_{in}=\dot{Y}^{I}_{in}-\frac{\dot{C}^{I}_{pn}}{\dot{A}_I/\dot{Y}^{II}_{pp}+\dot{B}_I}.\qquad (5\text{-}33)$$

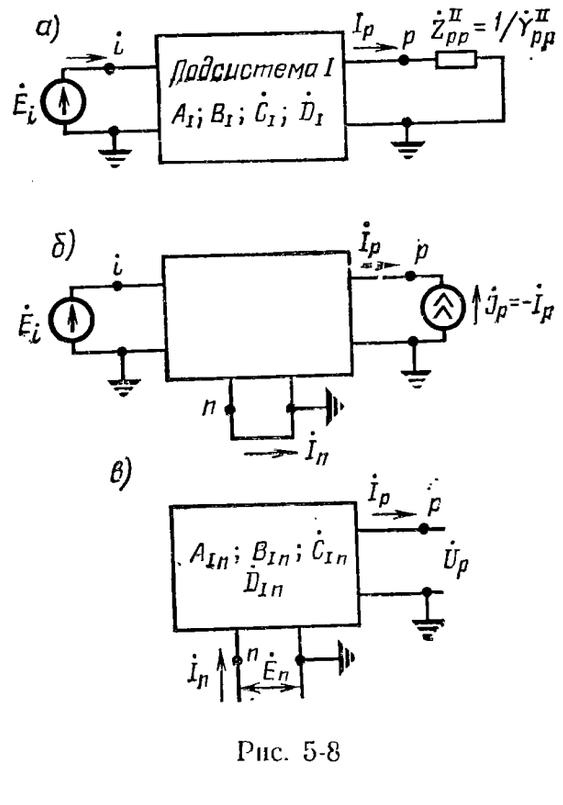


Рис. 5-8

Для определения коэффициента $\dot{C}^{I}_{pn}$ обратимся к схеме, показанной на рис. 5-8, $в$, которая может рассматриваться как четырехполюсник. Узел n отвечает входу четырехполюсника, а узел p — его выходу. Константы четырехполюсника $\dot{A}_{In}$, $\dot{B}_{In}$, $\dot{C}_{In}$ и $\dot{D}_{In}$ связывают параметры входа с параметрами режима выхода матричным соотношением

$$\left\|\begin{matrix}\dot{E}_n\\ \dot{I}_n\end{matrix}\right\|=\left\|\begin{matrix}\dot{A}_{In}\ \dot{B}_{In}\\ \dot{C}_{In}\ \dot{D}_{In}\end{matrix}\right\|\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{U}_p\\ \dot{I}_p\end{matrix}\right\|,$$

которое, как известно, отвечает случаю питания четырехполюсника от источника, включенного к входным его узлам. Поскольку в схеме, приведенной на рис. 5-8, $б$, источник тока включен к выходным зажимам, т. е. осуществляется обратное питание, то уравнение четырехполюсника применительно к таким условиям принимает иную форму

$$\left\|\begin{matrix}\dot{U}_p\\ \dot{I}_p\end{matrix}\right\|=\left\|\begin{matrix}\dot{A}_{In}\ \dot{B}_{In}\\ \dot{C}_{In}\ \dot{D}_{In}\end{matrix}\right\|^{-1}\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{E}_n\\ \dot{I}_n\end{matrix}\right\|=\left\|\begin{matrix}\dot{D}_{In} & -\dot{B}_{In}\\ -\dot{C}_{In} & \dot{A}_{In}\end{matrix}\right\|\cdot\left\|\begin{matrix}\dot{E}_n\\ \dot{I}_n\end{matrix}\right\|,$$

откуда ток

$$\dot{I}_p = -\dot{C}_{In}\dot{E}_n + \dot{A}_{In}\dot{I}_n.$$

При определении распределения токов э. д. с. E_n принимается равной нулю. В этом случае

$$\dot{I}_p = \dot{A}_{In}\dot{I}_n$$

и, следовательно,

$$\dot{I}_n = \dot{I}_p/\dot{A}_{In} = -\dot{J}_p/\dot{A}_{In}. \qquad (5\text{-}34)$$

Сопоставляя (5-32) и (5-34) при $E_i = 0$, находим коэффициент распределения задающего тока

$$\dot{C}^{\mathrm{I}}_{pn} = 1/\dot{A}_{In} = \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pn}/\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp}.$$

Подставляя полученное выражение в (5-33) и принимая во внимание (5-24) и (5-26), после преобразований получаем

$$\dot{Y}_{in} = \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{in} - \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{ip}\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{np}\dot{Y}^{\mathrm{II}}_{pp}/\left[(\dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp})^2 + \dot{Y}^{\mathrm{I}}_{pp}\dot{Y}^{\mathrm{II}}_{pp}\right]. \qquad (5\text{-}35)$$

§ 5-5. ВЫЧИСЛЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ И ВЗАИМНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ ГЕНЕРАТОРНЫХ ВЕТВЕЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИЯХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ОГРАНИЧЕННОГО ЧИСЛА ВЕТВЕЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

В ряде случаев при определении режимов электрических систем в процессе одного расчета приходится вычислять мощности генераторных станций применительно к нескольким схемам замещения, которые отличаются друг от друга сопротивлениями ограниченного числа ветвей. Такая задача возникает, например, при определении характеристик режима, учитывающих статические характеристики некоторых нагрузок. Аналогичная постановка задачи характерна и для расчетов переходных процессов, когда учитывается изменение схемы замещения вследствие отключения или включения тех или иных ветвей в схеме замещения. В тех случаях, когда при расчетах используются формулы, отражающие в значениях собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей свойства схемы замещения, могут возникнуть существенные затруднения из-за необходимости многократного определения элементов матрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$. Соответствующие расчеты могут быть существенно упрощены, если за исходные данные принять собственные и взаимные проводимости участка схемы системы, не претерпевающего изменений при переходе от одной расчетной схемы к другой. Тогда изменение схемы замещения может рассматриваться как включение дополнительных сопротивлений в те или иные ее ветви,

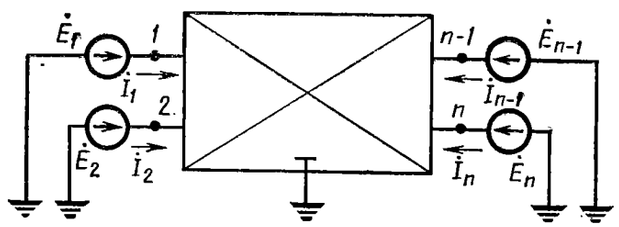


Рис. 5-9

Решим задачу, принимая, что дополнительные сопротивления включаются сразу в несколько ветвей*. Считаем известными собственные и взаимные проводимости n ветвей исходной схемы, в обобщенном виде показанной на рис. 5-9. При включении дополнительных сопротивлений в n ветвей схема принимает вид, показанный на рис. 5-10.

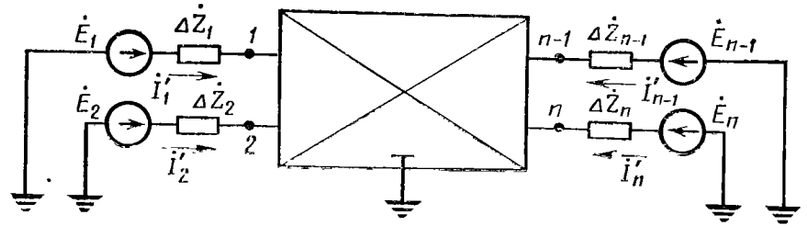


Рис. 5-10

Включение дополнительных сопротивлений приводит к изменению токов во всех ветвях схемы, т. е. они принимают значения $\dot{I}'_1$, $\dot{I}'_2$, ..., $\dot{I}'_n$. Полученные токи отличаются от токов в исходном режиме на некоторые величины $\delta\dot{I}_1$, $\delta\dot{I}_2$, ..., $\delta\dot{I}_n$, причем

$$\dot{I}'_k = \dot{I}_k + \delta\dot{I}_k \quad (k = 1, 2, \ldots, n), \qquad (5\text{-}36)$$

или в матричной форме

$$\dot{\mathbf{I}}'_n = \dot{\mathbf{I}}_n + \|\delta\dot{I}_n\|. \qquad (5\text{-}37)$$

В соответствии с теоремой компенсации сопротивления $\Delta\dot{Z}$ в ветвях n можно заменить источником с э. д. с., направленной навстречу току и равной по величине напряжению на этом сопротивлении. Обоб-

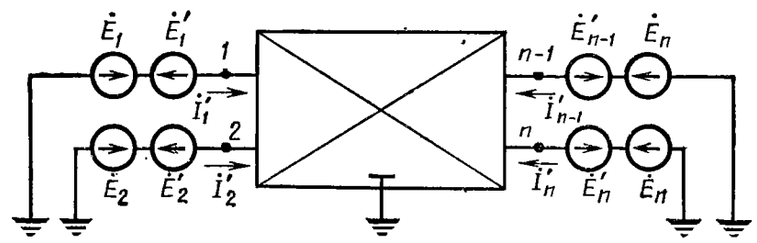


Рис. 5-11

щенная схема сети с включенными источниками показана на рис. 5-11. Режим этой схемы может быть рассчитан методом наложения. При этом токи в ветвях, в которые включены э. д. с., представляются суммой двух токов. Один из токов каждой ветви определяется действием э. д. с. реальных источников, имеющихся в исходной схеме при отсутствии дополнительных э. д. с. Этот ток отвечает режиму схемы до включения в нее сопротивлений ΔZ_k ($k = 1, 2, \ldots, n$):

$$\dot{\mathbf{I}}_n = \dot{\mathbf{Y}}_{ij}\dot{\mathbf{E}}_n, \qquad (5\text{-}38)$$

* Решение получено И. П. Стратаном.

где $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$ — матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей для исходной схемы.

Другой ток вызван действием дополнительной э. д. с.

$$\dot{E}_k' = -\Delta\dot{Z}_k \dot{I}_k' \qquad (k = 1, 2, \ldots, n).$$

Совокупность токов во всех n рассматриваемых ветвях образует матрицу

$$\| \delta\dot{I}_n \| = \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}}' - -\dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д \dot{\mathbf{I}}', \tag{5-39}$$

где $\| \Delta\dot{Z}_k \|_д$ — диагональная матрица дополнительных сопротивлений в ветвях n.

Из (5-37) и (5-39) следует, что

$$(\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д) \cdot \| \delta\dot{I}_n \| = -\dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д \cdot \dot{\mathbf{I}}, \tag{5-40}$$

откуда

$$\| \delta\dot{I}_n \| = -(\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д \dot{\mathbf{I}}. \tag{5-41}$$

В выражении (5-41)

$$(\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д =$$
$$= (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д - \mathbf{1}) =$$
$$= \mathbf{1} - (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1}.$$

Поэтому уравнение (5-41) может быть представлено в виде

$$\| \delta\dot{I}_n \| = (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}. \tag{5-42}$$

Выражения (5-37) и (5-41) позволяют получить

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{I}},$$

или, с учетом (5-38),

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}}_n. \tag{5-43}$$

В соответствии с определением из (5-43) для искомой матрицы собственных и взаимных проводимостей ветвей после включения в них дополнительных сопротивлений следует, что

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ij}' = (\mathbf{1} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д)^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ij}. \tag{5-44}$$

Из общей формулы (5-44) могут быть получены расчетные формулы для частного случая, имеющего существенное практическое значение, в котором дополнительное сопротивление включается лишь в одну из n ветвей.

Пусть известна матрица собственных и взаимных проводимостей трех ветвей, а дополнительное сопротивление $\Delta\dot{Z}_3$ включается в третью ветвь. Тогда

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д = \begin{Vmatrix} \dot{Y}_{11} & -\dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{13} \\ -\dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & -\dot{Y}_{23} \\ -\dot{Y}_{31} & -\dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & \Delta\dot{Z}_3 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 0 & 0 & -\dot{Y}_{13} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_{23} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{33} & \Delta\dot{Z}_3 \end{Vmatrix};$$

$$1 + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \| \Delta\dot{Z}_k \|_д = \begin{Vmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 1 \end{Vmatrix} + \begin{Vmatrix} 0 & 0 & -\dot{Y}_{13} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_{23} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{33} & \Delta\dot{Z}_3 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 1 & 0 & -\dot{Y}_{13} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 1 & -\dot{Y}_{23} & \Delta\dot{Z}_3 \\ 0 & 0 & 1+\dot{Y}_{33} & \Delta\dot{Z}_3 \end{Vmatrix}.$$

Выполнив операцию обращения полученной матрицы, запишем в соответствии с (5-44) выражение для матрицы искомых собственных и взаимных проводимостей ветвей:

$$\dot{\mathbf{Y}}_{ij}' = \begin{Vmatrix} 1 & 0 & \dfrac{\dot{Y}_{13}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} \\ 0 & 1 & \dfrac{\dot{Y}_{23}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} \\ 0 & 0 & \dfrac{1}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{Y}_{11} & -\dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{13} \\ -\dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & -\dot{Y}_{23} \\ -\dot{Y}_{31} & -\dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} \end{Vmatrix} =$$

$$= \left\| \begin{array}{ccc|c} \dot{Y}_{11} - \dfrac{\dot{Y}_{13}\dot{Y}_{31}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} & -\left(\dot{Y}_{12} + \dfrac{\dot{Y}_{13}\dot{Y}_{31}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3}\right) & & -\left(\dot{Y}_{13} + \dfrac{\dot{Y}_{13}\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3}\right) \\ -\left(\dot{Y}_{21} + \dfrac{\dot{Y}_{31}\dot{Y}_{23}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3}\right) & \dot{Y}_{22} - \dfrac{\dot{Y}_{23}\dot{Y}_{32}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} & & -\left(\dot{Y}_{23} + \dfrac{\dot{Y}_{32}\dot{Y}_{23}\Delta\dot{Z}_3}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3}\right) \\ \hline -\dfrac{\dot{Y}_{31}}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} & -\dfrac{\dot{Y}_{32}}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} & & \dfrac{\dot{Y}_{33}}{1+\dot{Y}_{33}\Delta\dot{Z}_3} \end{array} \right\| =$$

$$= \begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{mm} & -\dot{\mathbf{Y}}_{mk} \\ -\dot{\mathbf{Y}}_{km} & \dot{\mathbf{Y}}_{kk} \end{Vmatrix}. \tag{5-45}$$

В выражении (5-45) подматрица $\dot{\mathbf{Y}}_{mm}$ содержит собственные и взаимные проводимости ветвей, в которых отсутствует дополнительное сопротивление. Структура элементов этой подматрицы позволяет для общего случая записать следующие формулы:

$$\dot{Y}_{mm}' = \dot{Y}_{mm} - \Delta\dot{Z}_k \dot{Y}_{km}^2 / (1 + \Delta\dot{Z}_k \dot{Y}_{kk}); \tag{5-46}$$

$$\dot{Y}_{mi}' = \dot{Y}_{mi} + \Delta\dot{Z}_k \dot{Y}_{mk} \dot{Y}_{ik} / (1 + \Delta\dot{Z}_k \dot{Y}_{kk}). \tag{5-47}$$

Подматрица $\dot{\mathbf{Y}}_{kk}$ определяет собственную проводимость ветви, в которую включено дополнительное сопротивление $\Delta\dot{Z}_k$, причем

$$\dot{Y}'_{kk}=\dot{Y}_{kk}/(1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}). \quad (5\text{-}48)$$

Подматрицы $\dot{\mathbf{Y}}_{mk}$ и $\dot{\mathbf{Y}}_{km}$ содержат взаимные проводимости между ветвью k, в которую включено дополнительное сопротивление, и ветвями, в которых такие сопротивления отсутствуют. В общем случае

$$\dot{Y}'_{km}=\dot{Y}'_{mk}=\dot{Y}_{km}/(1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}). \quad (5\text{-}49)$$

Формулы (5-46) — (5-49), полученные в результате формальных преобразований, могут быть также выведены на основе анализа характеристик схемы замещения сложной системы, приведенной к виду n-угольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в ветвях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. А. Мельников. Матричный метод анализа электрических цепей. «Энергия», 1966.
2. Н. А. Мельников. Электрические сети и системы. «Энергия», 1969.
3. Х. Ф. Фазылов. Теория и методы расчета электрических систем. АН УССР, 1953.
4. Д. И. Азарьев. Математическое моделирование электрических систем. ГЭИ, 1962.
5. Под. ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1971.

ГЛАВА 6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

§ 6-1. ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ПРЕДПОСЫЛКИ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Важное значение для правильного построения, развития и эксплуатации энергетических систем имеет экономический анализ. Экономический анализ и методы экономических расчетов социалистического производства должны основываться на марксистско-ленинской политической экономии, строиться на экономических законах социализма.

Законом, определяющим существо социалистической системы хозяйства, является *основной экономический закон социализма*, который указывает цель социалистического производства — обеспечение максимального удовлетворения постоянно растущих материальных и культурных потребностей всего общества — и средство для достижения этой цели — непрерывный рост и совершенствование социалистического производства на базе высшей техники.

Свое выражение основной экономический закон социализма нашел в Директивах XXIV съезд КПСС по девятому пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР, где указано, что главная задача пятилетки состоит в том, чтобы обеспечить значительный подъем материального и культурного уровня жизни народа на основе высоких темпов развития социалистического производства, повышения его эффективности, научно-технического прогресса и ускорения роста производительности труда.

Основной экономический закон является определяющим среди других экономических законов социалистического производства; он выражает наиболее существенные связи и взаимозависимости социалистического способа производства. В соответствии с основным экономическим законом в условиях социалистической экономики действуют закон планомерного, пропорционального развития народного хозяйства и другие экономические законы социализма. На основе этих законов Коммунистическая партия и Советское правительство осуществляют хозяйственную политику, находящую свое выражение в перспективных планах развития народного хозяйства СССР.

Исходя из перспективных планов развития отдельных отраслей народного хозяйства, планирующие органы выдают задания на проектирование и изыскания проектным институтам. При проектирова-

нии и перспективном планировании большое значение имеют экономический анализ, вопросы рентабельности.

В данной главе рассматриваются, главным образом, вопросы рентабельности, связанные с проблемами электрических систем. Для экономического анализа различных технических решений, планирования и проектирования производства, определения рентабельности производства важное значение имеет разработка правильных экономических показателей и методов экономического расчета, соответствующих экономическим законам социализма. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями энергетических систем.

Среди возможных решений необходимо уметь найти оптимальный вариант. При проектировании определение оптимального по тем или иным показателям варианта производится на основе сравнения с другими вариантами. При сопоставлении вариантов с учетом динамики развития электрических сетей и систем все виды затрат должны определяться с учетом формулы сложных процентов. Причем целесообразно получить соотношения и формулы, которые в первой стадии позволяли бы найти ориентировочные значения экономических параметров. Дальнейшее уточнение может быть произведено на основе детального экономического сравнения вариантов по методике и условиям, которые изложены далее. Предварительно напомним, что из числа технически сопоставимых вариантов предпочтение отдается варианту с наименьшими приведенными затратами. Если варианты отличаются на 5% и меньше, то необходим дополнительный качественный анализ их.

В настоящее время для оптимизации в процессе проектирования энергосистем применяются математические модели. Это применение осуществляется на двух этапах — при оптимизации структуры генерируемых мощностей и при разработке схем развития электрических сетей. Под *общей моделью структуры энергетической системы* понимают математическую систему, которая удовлетворяет требованиям энергобаланса при наборе различных электростанций с вариацией по техническим характеристикам, размещению в пространстве и времени. Задача оптимизации этой модели будет заключаться в выборе таких установок, их параметров и размещения, чтобы за определенный период был обеспечен минимум затрат.

Прежде чем рассмотреть основной экономический критерий — приведенные затраты — определим сначала такие важные экономические показатели, как капиталовложения, потери мощности и энергии, годовые эксплуатационные расходы.

Для правильной оценки капиталовложений на сооружение линий электропередачи и подстанций, а также с целью более точного определения затрат на возмещение потерь в электрических сетях, сечения проводов линий, число и мощности трансформаторов выбираются в соответствии с методическими указаниями к технико-экономическим расчетам, которые разработаны институтом «Энергосетьпроект». Согласно методическим указаниям сечения проводов линий электропередачи и параметры основного электрооборудования выбираются по

расчетным нагрузкам на 5 лет с момента намечаемого ввода объекта в эксплуатацию с учетом перспективы на 10 лет.

Экономическое сечение проводов высоковольтных линий электропередач напряжением 35 — 500 *кв* определяется на основе нормированной экономической плотности тока:

$$s_{эк} = I_5 \alpha_i / j_{эк},$$

где I_5 — базисный ток, определяемый по максимальной нагрузке 5-го года эксплуатации; α_i — поправочный коэффициент, учитывающий изменение максимальной токовой нагрузки по годам за рассматриваемый период; $j_{эк}$ — экономическая плотность тока.

Значения экономической плотности тока, нормированные для отдельных районов Советского Союза, приведены в табл. 6-1.

Таблица 6-1

Экономическая плотность тока для отдельных районов

Провода. Районы СССР	Экономическая плотность тока ($a/мм^2$) при продолжительности использования максимума нагрузки, *ч/год*		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000 до 8700
Голые провода и шины (алюминиевые):			
а) европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
б) Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,5	1,4	1,3
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с жилами:			
медными и алюминиевыми	3,0	2,5	2,0
а) Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
б) Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией и жилами:			
медными и алюминиевыми	3,5	3,1	2,7
а) Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
б) Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	2,2	2,0	1,9

Коэффициент α_i может быть определен согласно графику поправок к расчетному току для выбора экономических сечений проводов с учетом изменения нагрузки во времени (рис. 6-1) или по формуле

$$\alpha_i = \sqrt{0{,}15 + 0{,}25\,(i_1 + 0{,}3)^2 + 0{,}35\,(i_{пб} + 0{,}1)^2},$$

где $i_1 = I_1/I_5$ — расчетный ток 1-го года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току 5-го года; $i_{нб} = I_{нб}/I_5$ — наибольший расчетный ток за пределами 5-го года эксплуатации линии электропередачи (по которому имеется информация), отнесенный к току 5-го года; принимается $i_{нб} \leqslant 2$.

Для линий электропередачи, длина которых более значений, указанных ниже, $i_{нб} \leqslant 1$:

Напряжение, *кв*	35	110	150	220	330	500
Длина, *км*	15	50	70	100	200	500

Для линий электропередачи напряжением 500 *кв* ток $I_{нб}$ принимается равным расчетному току на уровне 10-го года эксплуатации линии.

Для определения экономического сечения проводов межсистемных линий электропередачи напряжением 500 *кв* и выше, согласно методическим указаниям Энергосетьпроекта, суммированием балансового перетока $P_{бt}$ и перетока, вызываемого отклонениями от баланса мощности $P_{откл\,t}$, находится расчетная передаваемая активная мощность P_t в год t:

$$P_t = \sqrt{P_{бt}^2 + P_{откл\,t}^2/3}.$$

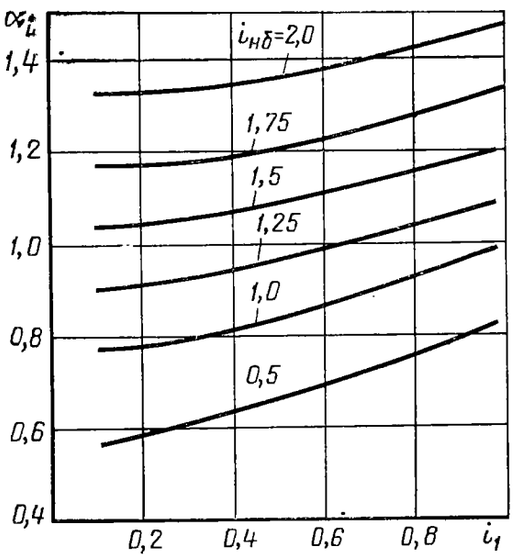


Рис. 6-1

Сечение, тип, количество проводов в фазе и расстояние между фазами линий 750 *кв* и выше следует выбирать путем технико-экономического сравнения вариантов с учетом ограничений по условиям радиопомех и короны проводов.

Мощности и количество трансформаторов, а также схемы электрических соединений подстанций выбираются по рекомендациям «Норм технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35 — 750 *кв*». На понижающих подстанциях рекомендуется устанавливать два трансформатора. Сооружение однотрансформаторных подстанций обосновывается условиями надежности потребителей. Увеличение мощности двухтрансформаторных подстанций выполняется, как правило, заменой трансформаторов более мощными, однотрансформаторных — установкой второго трансформатора.

Мощность однотрансформаторной подстанции рекомендуется принимать равной (0,95 ÷ 1) $P_{макс}$. При двух трансформаторах и более

на подстанции мощности выбираются таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного трансформатора оставшиеся обеспечивали питание нагрузки с учетом допустимой перегрузки, а также с учетом резерва по сетям среднего и низшего напряжений. Так, например, мощность трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях при отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений рекомендуется принимать равной (0,65 ÷ 0,7) $P_{макс}$ подстанции 5-го года расчетного периода, считая с года ввода первого трансформатора.

При определении мощности трансформаторов и выборе сечения проводов линий электропередачи методические указания допускают при недостаточных данных придерживаться следующих значений коэффициентов мощности:

Напряжение шин, *кв*	6—10	35	110
Коэффициент мощности	0,9	0,87	0,85

Стоимости линий электропередачи следует оценивать с учетом основных направлений в использовании различных видов материалов опор. Эти направления характеризуются следующими рекомендациями:

деревянные опоры применяются на одноцепных линиях электропередачи напряжением 35 *кв* с проводами от АС-35 до АС-95 включительно и на одноцепных линиях электропередачи напряжением 110 — 150 *кв* с проводами до АС-150 включительно в лесных районах, обеспечивающих строительство заготовкой лиственницы зимней рубки или обеспечивающих комплектацией пропитанными деталями с мачтопропиточных заводов, без перевозки пропитанного леса на очень большие расстояния; линии электропередачи напряжением 220 *кв* на деревянных опорах допускаются при наличии специальных обоснований, например, в условиях Якутской АССР и других районах Сибири;

железобетонные опоры с предварительно напряженной арматурой устанавливаются на линиях электропередачи 35 — 110 — 150 *кв*, исключающих целесообразность применения деревянных опор, на всех одноцепных линиях электропередачи 220 *кв*, на всех двухцепных линиях электропередачи 35 — 110 *кв*, на одноцепных линиях электропередачи 330 *кв* с горизонтальным расположением проводов, на линиях 500 *кв* с проводами 3 × АСО-400 и 3 × АСО-500, проходящих в равнинных условиях. Железобетонные опоры не применяются в горных условиях и в местностях с сильно пересеченным профилем, а также при удалении от базы железобетонных изделий на расстоянии более 1000 *км*;

стальные опоры предусматриваются для двухцепных линий 35 — 110 — 150 *кв* и одноцепных линий 220 *кв* в районах, где не применяются деревянные и железобетонные опоры, а также для двухцепных линий 220 — 330 *кв* и на линиях электропередачи 500 и 750 *кв*.

§ 6-2. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ИХ ОЦЕНКА

Капитальными вложениями, или *капитальными затратами*, называются средства, идущие на расширенное воспроизводство основных фондов народного хозяйства СССР.

Основные фонды подразделяются на производственные и непроизводственные. К первым относятся средства труда, участвующие в процессе производства и способствующие его осуществлению, а ко вторым — фонды, которые непосредственного участия в производственном процессе не принимают, а только косвенно содействуют его нормальному ходу.

В состав основных производственных фондов в энергетике входят производственные здания, сооружения, силовое оборудование (турбогенераторы, котельные агрегаты, компрессоры, гидрогенераторы, турбины, синхронные компенсаторы, электродвигатели, выключатели и т. п.), производственное оборудование (станки, прессы, машины), передаточные устройства, транспортные средства, хозяйственный инвентарь, инструменты (ценой от 50 руб. и выше) и т. п. К непроизводственным фондам относятся жилые здания, школы, ясли, клубы и пр.

К созданию новых основных фондов, а также расширению и реконструкции существующих сводятся задачи капитального строительства, включающие также приобретение оборудования и инвентаря.

Таким образом, затраты на создание и реконструкцию основных фондов составляют капитальные вложения

$$K = K_{ст} + K_{об},$$

где $K_{ст}$ — затраты на капитальные строительно-монтажные работы; $K_{об}$ — капитальные затраты на оборудование и инвентарь.

Соотношения между стоимостью капитальных работ и стоимостью оборудования для основных объектов приведены в табл. 6-2.

Таблица 6-2

Соотношения затрат

Основные объекты	Капитальные затраты, %	
	на строительно-монтажные работы	на оборудование и инвентарь
Тепловые электростанции	40	60
Гидроэлектростанции	70—77	30—23
Электрические сети	70—93	30— 7

С увеличением напряжения электрических сетей повышается доля стоимости оборудования и уменьшается доля затрат на строительно-монтажные работы; для кабельных сетей низшего напряжения, а также 6 — 10 *кв* затраты на приобретение оборудования составляют 7 — 10%, а для дальних электропередач 27 — 30%.

В энергосистемах Советского Союза удельный вес производственных фондов электростанций из года в год уменьшается и в 1970 г.

составил примерно 60%. Доля производственных фондов для электрических сетей растет и в 1970 г. достигла приблизительно 40%. Удельный вес производственных фондов для электрических сетей будет увеличиваться в связи с опережающими темпами развития их по сравнению с ростом мощности электростанций, укрупнением электростанций и вследствие этого удлинением радиуса действия электрических сетей, сооружением большого количества электропередач при объединении энергосистем, передачей энергосистемам сельских электросетей, большим объемом строительства сетей для электрификации сельского хозяйства и железнодорожного транспорта, а также ликвидацией мелких неэкономичных энергоустановок.

Капитальные вложения определяются на основе проектно-изыскательских работ, которые обычно предшествуют капитальному строительству. При этом стоимость строительства подсчитывается по смете, которая указывает предел затрат на сооружение объекта. Смета служит основным экономическим документом, характеризующим строительство; в ее задачи входит: 1) выявить трудовые, материальные и денежные затраты, необходимые для осуществления строительства; 2) служить исходным документом для его планирования; 3) быть основой для финансирования и внедрения хозрасчета на стройке; 4) являться базовым документом для заключения договоров с подрядными строительно-монтажными организациями и предприятиями — поставщиками оборудования.

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических объектов, выявлении относительной экономичности различных энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т. п. Эти показатели дают возможность сравнительно просто определять капитальные затраты.

Вопросы составления смет и расчета укрупненных технико-экономических показателей энергетических систем подробно рассматриваются в курсах экономики энергетики. Поэтому здесь приведем только ориентировочные выражения для оценки капитальных затрат и удельных капиталовложений в элементы энергетических систем.

Стоимость сооружения электростанции по удельным капиталовложениям

$$K_{эс} = k_{уд} P_{уст}, \qquad (6\text{-}1)$$

где $k_{уд}$ — удельные капиталовложения, *руб/квт*; $P_{уст}$ — установленная мощность электростанции, *квт*.

Величина $k_{уд}$ зависит от многих факторов и меняется в широких пределах — 100 — 400 *руб/квт*. В частности, удельные капиталовложения в крупные тепловые конденсационные электростанции (КЭС) с учетом затрат на добычу угля в Канско-Ачинском бассейне составляют 130 — 150 *руб/квт*; в гидроэлектростанции — 120 — 150 *руб/квт*

в восточных районах и 250 — 400 *руб/квт* в европейской части страны.

В капиталовложениях электростанции имеется составляющая, которая не зависит от мощности станции. Поэтому более точно капиталовложения в электростанцию можно представить как

$$K_{эс} = K_0 + k'_{уд} P_{уст}, \qquad (6\text{-}2)$$

где K_0 — часть капиталовложений, не зависящая от мощности электростанции; $k'_{уд}$ — удельные капиталовложения для части расходов, зависящих от мощности электростанций.

Согласно (6-2) удельные капиталовложения

$$k_{уд} = K_0/P_{уст} + k'_{уд}. \qquad (6\text{-}3)$$

Таким образом, с увеличением мощности электростанции при прочих равных условиях удельные капиталовложения уменьшаются за счет составляющих, не зависящих от мощности.

Подсчет капиталовложений в электростанцию по удельным капиталовложениям дает ориентировочную оценку и сводится по существу к поиску аналога, т. е. подобного объекта, по которому размер затрат уже известен, с тем чтобы распространить эти данные на проектируемый объект.

В курсах экономики энергетики приводятся эмпирические зависимости, необходимые коэффициенты и удельные капиталовложения, позволяющие находить ориентировочные значения стоимости сооружения электростанций. Не будем также здесь приводить зависимости, определяющие величины удельных капитальных вложений в топливодобычу, и дифференцированные показатели для различных топливодобыч — они даются в курсе экономики энергетики.

Средневзвешенные удельные капиталовложения в топливную базу и транспорт для топлива рекомендуется применять при сравнении вариантов электроснабжения, энергетических установок, учитывающих условия развития энергосистемы и периода (этапа) времени, к которому относятся сравниваемые варианты.

При сравнении капиталовложений, отвечающих различным вариантам электрических систем и сетей, используются в качестве важнейших показателей удельные капитальные затраты на строительство электростанций. Дело в том, что в сравниваемых вариантах могут быть различные потери мощности и энергии; покрытие дополнительных потерь в проектируемых элементах электрических систем требует увеличения мощности электростанций. Поэтому при проектировании часто необходимо дать ответ на вопрос: следует ли производить дополнительные затраты в объект для уменьшения потерь энергии в нем или для увеличения мощности новых электростанций с целью покрытия дополнительных потерь в проектируемом объекте? Отсюда вытекает, что удельные капитальные вложения должны приниматься по показателям вновь вводимой мощности в энергосистеме. При этом, учитывая, что установленная мощность ГЭС практически не зависит от изменений расчетной нагрузки, вызываемых изменениями потерь энергии в объекте, и что установленная мощность ТЭЦ определяется

потребностью в тепле, следует иметь в виду новые конденсационные электростанции, вводимые в эксплуатацию в один плановый период с проектируемым объектом. Значения удельных капитальных затрат берутся для соответствующих этапов развития энергетических систем.

Рассмотрим применение указанных показателей применительно к определению капитальных затрат для элементов электрических систем и сетей. Капитальные затраты для электрических сетей характеризуются суммой непосредственных вложений в проектируемый объект, в строительство электростанций для покрытия потерь мощности в намеченном объекте и в топливную базу и транспорт топлива для снабжения этой электростанции:

$$K = K_0 + k_{макс}\, k_р\, k_{с.\,н}\, \Delta P k_{уд} + k_т\, b_с\, \Delta Э, \qquad (6\text{-}4)$$

где K_0 — непосредственные вложения в объект, руб.; $k_{макс}$ — коэффициент попадания расчетной нагрузки проектируемого объекта в максимум энергосистемы; $k_р$ — коэффициент, учитывающий резерв мощности в системе; $k_{с.н}$ — коэффициент, учитывающий увеличение установленной мощности электростанции для питания собственных нужд; ΔP — максимальные потери мощности (за год) в проектируемой линии или подстанции, *квт*; $k_{уд}$ — удельные затраты на строительство электростанций, *руб/квт*; $k_т$ — удельные вложения в топливную базу и транспорт топлива, *руб/т. у. т.**; $b_с$ — удельный расход топлива в энергосистеме, *т. у. т./квт · ч*; $\Delta Э$—потери энергии за год в проектируемой линии или подстанции, *квт · ч*.

Коэффициент $k_{макс}$ зависит от графика нагрузки; при совпадении максимума нагрузки рассматриваемого элемента с максимумом системы $k_{макс} = 1$.

Для других коэффициентов институт «Энергосетьпроект» рекомендует значения: $k_р = 1{,}1$; $k_{с.н} = 1{,}07$.

Количественная оценка слагаемых выражения (6-4), проведенная на основе расчетов конкретных электропередач, показала, что последний член этого выражения невелик по сравнению со вторым слагаемым и полные капитальные затраты для электропередач можно представить как

$$K = K_0 + k_{макс}\, k_р\, k_{с.\,н}\, \Delta P k_{уд}. \qquad (6\text{-}4а)$$

При конкретном проектировании непосредственные капиталовложения, как уже указывалось, определятся путем составления сметно-финансовых расчетов стоимости сооружения.

При перспективном проектировании K_0 подсчитывается по аналогии с уже построенными или запроектированными сооружениями; могут быть использованы таблицы стоимостей сооружения линий электропередачи 110 — 500 *кв* на унифицированных опорах и таблицы стоимостей сооружения подстанций 110 — 500 *кв*. Такие таблицы составлены институтом «Энергосетьпроект».

* *т. у. т.* — тонна условного топлива.

Варианты с различными сроками строительства сравниваются по значениям приведенных капиталовложений на основе формулы сложных процентов:

$$K = K_{з0}(1 + p_{норм.пр})^t, \qquad (6\text{-}5)$$

где K — приведенные затраты через t лет; $K_{з0}$ — затраты, соответствующие началу отсчета времени; $p_{норм.пр}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, равный 0,08.

Приведение капиталовложений по формуле сложных процентов рекомендует «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР», разработанная АН СССР.

При решении задач по определению и исследованию экономических параметров энергетических систем могут оказаться полезными аналитические выражения, дающие капитальные вложения в отдельные элементы энергосистемы. Подобные выражения для топливодобычи и электростанций различного типа приводятся в курсах экономики энергетики. Здесь дадим только формулы для основных элементов электрической системы.

Капиталовложения на сооружение линии электропередачи зависят от сечения провода, поэтому

$$K_л = (a + bs)\,l, \qquad (6\text{-}6)$$

где a — расходы на сооружение 1 *км* линии, не зависящие от сечения проводов; b — коэффициент, показывающий изменение стоимости 1 *км* линии с изменением сечения; l — длина линии, *км*.

Линейная зависимость стоимости линии от сечения проводов, представляемая уравнением (6-6), обычно встречается в учебной литературе по электрическим сетям и системам. Исследования показали, что эта зависимость существует только при больших сечениях; при малых сечениях кривая, выражающая эту зависимость, имеет U-образный вид. Для линий с большой передаваемой мощностью сечения, соответствующие криволинейной части, оказались неэкономичными. Поэтому считается, что линейная зависимость (6-6) удовлетворяет всем случаям, представляющим практический интерес.

Линейными оказались также зависимости стоимости 1 *км* линии от напряжения; на основе данных института «Теплоэлектропроект» такие зависимости для различных сечений проводов построены на рис. 6-2, где стоимости выражены в ценах 1960 г.

Согласно рис. 6-2, а также соответствующим аналитическим выражениям, составленным на основе интерполяционной формулы Лагранжа, стоимости линии в зависимости от ее напряжения можно представить уравнением

$$K_1 = Л_0 + ЛU, \qquad (6\text{-}7)$$

где значения коэффициентов $Л_0$ и $Л$ зависят от сечения проводов, конструкции опор и числа цепей. Примерные значения этих коэффициентов для некоторых проводов указаны в табл. 6-3.

Таблица 6-3

Значения коэффициентов

Марка провода	Число цепей на опоре	$Л_0 \cdot 10$, *руб/км*	$Л$, *руб/км · кв*
3 × АС0-300	1	23	15
3 × АС0-500	1	28	20
4 × АС0-500	1	35	21,3
3 × АС0-900	1	60	27,5
4 × АС0-900	1	60	26,3
3 × АС0-700	2	61	52,5
3 × АС0-900	2	83	55

Характер зависимостей (6-6) и (6-7) учитывается более общей формулой:

$$K_1 = F + HU + Ns\sqrt[4]{n}, \qquad (6\text{-}8)$$

где F — постоянная составляющая стоимости 1 *км* линии, *руб/км*; H — составляющая, зависящая от номинального напряжения линии U, *руб/км · кв*; N — составляющая, зависящая от сечения провода, *руб/км · мм*; n — число расщеплений фазы.

Зависимость стоимости 1 *кв · а* силовых трансформаторов $K_{т.р}$ и шунтирующих реакторов от напряжения (рис. 6-3) на отдельных участках может быть представлена линейными уравнениями вида

$$K_{т.р} = g_0 + gU, \qquad (6\text{-}9)$$

где коэффициенты g_0 и g меняют свои значения при переходе с одного участка на другой; на рис. 6-3 эти участки показаны штриховой линией.

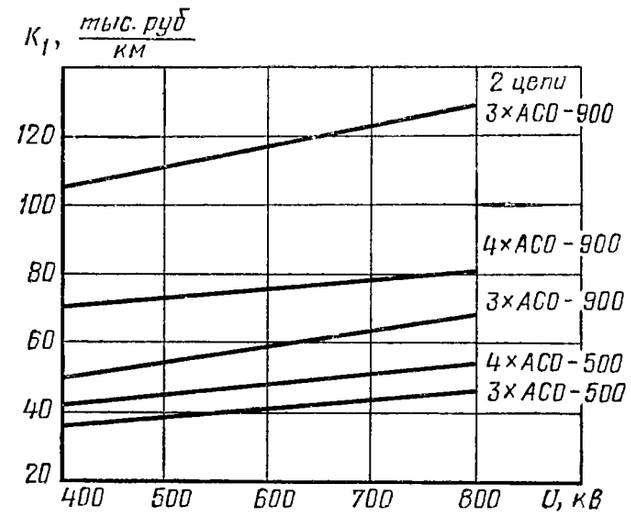


Рис. 6-2

Аналогично можно представить зависимость стоимости ячеек выключателей $K_{яч}$ от напряжения (рис. 6-4).

Учитывая, что стоимость основного оборудования подстанций в одинаковых интервалах напряжений можно выразить линейными зависимостями, стоимости подстанций $K_{пс}$ на установленный киловатт также можно представить в этих же интервалах линейной функцией напряжения:

$$K_{пс} = П_0 + ПU, \qquad (6\text{-}10$$

где $П_0$ и $П$ — коэффициенты.

Стоимость ячеек выключателей (см. рис. 6-4) учитывает стоимость оборудования, строительно-монтажные работы и транспорт. Стоимость силовых трансформаторов (см. рис. 6-3) указана без учета установки; полная стоимость с учетом установки согласно данным «Теплоэлектропроекта» в 1,5 раза больше.

При заданном напряжении U стоимость подстанции в зависимости от передаваемой мощности

$$K_{\text{пс}} = k_{\text{пс}\,0} + a_{\text{пс}} P/\cos\varphi, \qquad (6\text{-}11)$$

где $k_{\text{пс}\,0}$ — расходы на сооружение подстанции, не зависящие от передаваемой мощности; $a_{\text{пс}}$ — коэффициент, показывающий изменение стоимости подстанции с изменением мощности подстанции на 1 *кв · а*; P и $\cos\varphi$ — передаваемая мощность и соответствующий коэффициент мощности.

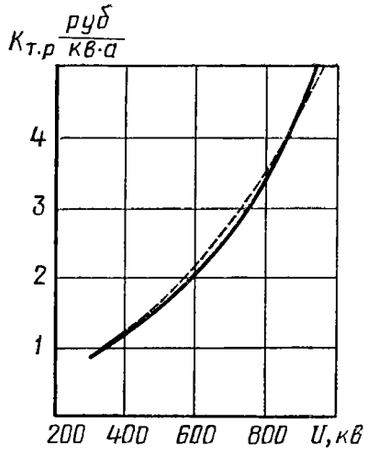


Рис. 6-3

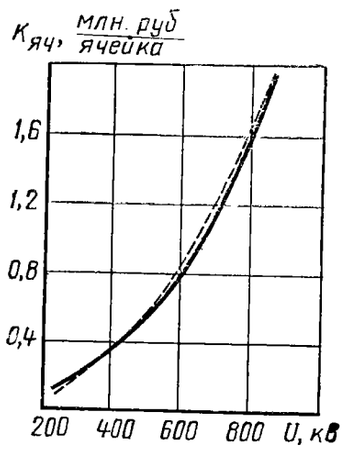


Рис. 6-4

Современные электрические системы могут содержать компенсирующие установки в виде установок продольной компенсации и шунтирующих реакторов.

Стоимость шунтирующих реакторов с установкой обычно определяется по укрупненным показателям:

$$k_{\text{р}} = a_{\text{р}} Q_{\text{р}}, \qquad (6\text{-}12)$$

где $a_{\text{р}}$ — стоимость одного установленного киловольтампера реакторов ($a_{\text{р}} = 1 \div 2$ *руб/кв · а*); $Q_{\text{р}}$ — установленная мощность реакторов.

Аналогично определяется стоимость установки продольной компенсации:

$$K_C = a_C Q_C, \qquad (6\text{-}13)$$

где a_C — стоимость одного установленного киловольтампера конденсаторной установки; Q_C — номинальная мощность установки продольной компенсации (*кв · а*):

$$Q_C = P^2_{\text{макс}}\, x_{\text{с}} \cdot 10^3/(U^2 \cos^2\varphi).$$

Учитывая, что в линиях с продольной компенсацией $\cos\varphi \approx 1$, можно записать

$$Q_C = P^2_{\text{макс}}\, x_C \cdot 10^3/U^2. \qquad (6\text{-}14)$$

Здесь $P_{\text{макс}}$ — передаваемая мощность в максимальном режиме; x_C — емкостное сопротивление конденсаторной установки; U — номинальное напряжение линии.

Подставляя в выражение (6-14)

$$U^2 = P_{\text{нат}}\, z_{\text{в}}, \quad x_C = k_C\, x_{\text{л}} = k_C\, x_0\, l,$$

получим

$$Q_C = p_{\text{макс}}\, k_{\text{с}}\, (x_0/z_{\text{в}})\, l \cdot 10^3, \qquad (6\text{-}15)$$

где $P_{\text{нат}}$ — натуральная мощность линии; $z_{\text{в}}$ — волновое сопротивление линии; k_C — степень компенсации реактивного сопротивления линии; x_0 — индуктивное сопротивление 1 *км* линии; $p_{\text{макс}} = P_{\text{макс}}/P_{\text{н}}$ — удельная передаваемая мощность в максимальном режиме; k_0 — коэффициент, учитывающий распределение параметров.

Принимая во внимание, что для воздушной линии

$$x_0/z_{\text{в}} = 10^{-3},$$

вместо (6-14) напишем

$$Q_C = p_{\text{макс}}\, P_{\text{макс}}\, k_C\, l, \qquad (6\text{-}16)$$

или

$$Q_C = p^2_{\text{макс}}\, P_{\text{нат}}\, k_C\, l. \qquad (6\text{-}17)$$

В формулах (6-14) — (6-17) мощности $P_{\text{макс}}$ и $P_{\text{нат}}$ измерялись в мегаваттах, l — в километрах, а Q_C — в мегавольт-амперах.

Подставляя значение Q_C [см. (6-17)] в (6-13), получим стоимость установки продольной компенсации:

$$K_C = a_C\, p^2_{\text{макс}}\, P_{\text{нат}}\, k_C\, l, \qquad (6\text{-}18)$$

или

$$K_C = a_C P^2\, k_C\, l/P_{\text{нат}}. \qquad (6\text{-}19)$$

На основе выражений стоимости для элементов электрических сетей можно показать, что удельные капиталовложения в сети имеют такую же структуру, как и в электрические станции. Действительно, на основании выражений (6-4), (6-6) и (6-10) удельные капиталовложения в линию и в подстанцию на 1 *квт* передаваемой мощности

$$k_{\text{уд}C} = \frac{(a+bs)\,l}{P} + \frac{a_{\text{пс}}}{\cos\varphi} + \frac{k_{\text{пс}0}}{P}\left(\frac{\Delta P_{\text{л}}}{P} + \frac{\Delta P_{\text{т}}\,\%}{100\cos\varphi}\right) k_{\text{уд}}, \qquad (6\text{-}20)$$

где $\Delta P_{\text{л}}$ — потери мощности в линии в максимальном режиме; $\Delta P_{\text{т}}\% = 2\Delta P_{\text{м}}\% + 2\Delta P_{\text{ет}}\%$ — потери мощности в трансформаторах повысительной и понизительной подстанций, номинальные мощности которых приняты равными $P/\cos\varphi$.

При выборе сечения провода по экономической плотности тока первую составляющую выражения (6-20) можно представить в виде

$$\frac{(a+bs)\,l}{P}=\frac{al}{P}+\frac{bl}{(\sqrt{3}Uj\cos\varphi)}\ ;$$

составляющую, обусловленную потерями мощности в линии, в виде

$$\frac{\Delta P_{\text{л}}}{P}k_{\text{уд}}=\frac{\sqrt{3}\rho lj}{U\cos\varphi}\cdot m\cdot 10^{-3},$$

где коэффициент m учитывает потери на корону, если они имеются, долей от потерь на нагревание. Подставляя эти значения в выражение (6-20), получим

$$k_{\text{уд}}c=\frac{al}{P}+\frac{bl}{\sqrt{3}Uj\cos\varphi}+\frac{a_{\text{пс}}}{\cos\varphi}+\frac{k_{\text{пс 0}}}{P}+$$

$$+\left(\frac{\sqrt{3}\rho ljm}{U\cos\varphi}\cdot 10^{-3}+\frac{\Delta P_{\text{т}}\,\%}{100\cos\varphi}\right)k_{\text{уд}}. \qquad (6\text{-}21)$$

Из выражений (6-21) и (6-3) видно, что удельные капиталовложения в электрическую систему выражаются функцией вида

$$k_{\text{уд}}=A+Б/P, \qquad (6\text{-}22)$$

где A и $Б$ — коэффициенты, определяемые в каждом конкретном случае.

Из этого соотношения видно, что удельные капиталовложения в систему уменьшаются с ростом мощности.

Если в системе имеются установки продольной компенсации, то следует еще добавить составляющую [см. (6-19)]

$$K_C/P=a_C Pk_C l/P_{\text{нат}}.$$

Тогда удельные капиталовложения в систему представятся функцией от передаваемой мощности P

$$k_{\text{уд}}=A+Б/P+BP, \qquad (6\text{-}23)$$

имеющей минимум, где $B=a_C k_C l/P_{\text{нат}}$.

Однако исследование выражений вида (6-23) показало, что после минимума удельные капиталовложения растут медленно. Основным для удельных капиталовложений электрических систем следует считать выражение (6-22).

§ 6-3. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМ. СТОИМОСТЬ ПОТЕРЬ

Несмотря на усилия, направленные на повышение уровня полезного использования энергетических ресурсов, этот уровень все еще остается низким и не превосходит 29 — 30%. Более 70% всего потенциального тепла используемых энергоресурсов составляют потери в различных областях энергетического хозяйства. Основные потери тепла топлива и электроэнергии приходятся на следующие отрасли: 1) двигатели и механизмы (в основном транспортного назначения), непосредственно использующие топливо — 35 ÷ 40% всех потерь; 2) электростанции — 20 ÷ 25%; 3) промышленные огневые печи — 15 ÷ 20%. Коэффициент полезного действия современных тепловых электростанций не превышает 40%.

При передаче энергии от вала генератора на вал двигателя суммарные потери энергии в генераторе, сети, трансформаторе и двигателе составляют около 30% всей выработанной на станции энергии. Из них значительная часть (≈18%) приходится на электрические сети.

Приведенные данные показывают, что бóльшая часть установленной мощности электрических станций предназначена на покрытие потерь мощности и энергии в электрических сетях. Именно поэтому на электростанциях приходится устанавливать дополнительные турбогенераторы, котлы и т. д., чем объясняется наличие в выражении (6-4) членов, учитывающих затраты на покрытие потерь мощности и энергии.

В рассматриваемых условиях важное значение имеют методы определения потерь. Здесь остановимся на определении потерь мощности в основных элементах электрических систем.

В связи с созданием объединенных энергетических систем, увеличением мощностей, протяженностей и напряжений электропередачи стали существенны потери, вызванные протеканием емкостных токов линий. Так, для линии 500 *кв* длиной 800 *км* емкостная (зарядная) мощность линии составляет около 800 *Мв·а*, для линии 750 *кв* той же длины — 1800 *Мв · а*, для линии 1150 *кв* той же длины — 4600 *Мв · а*. Величины эти соизмеримы с потоками активной мощности, протекающими по таким же линиям. Потери мощности в линии передачи с учетом равномерности распределения ее параметров могут быть записаны в следующем виде*:

$$\Delta P=\frac{S_2^2}{4U_2^2}r_0\left(\frac{\operatorname{sh}2\beta_0 l}{\beta_0}+\frac{\sin 2\alpha_0 l}{\alpha_0}\right)+\frac{U_2^2}{4z_{\text{c}}^2}r_0\left(\frac{\operatorname{sh}2\beta_0 l}{\beta_0}-\frac{\sin 2\alpha_0 l}{\alpha_0}\right)+$$

$$+\frac{P_2 z_{\text{в}}-Q_2 x_{\text{в}}}{2\beta_0 z_{\text{c}}^2}r_0(\operatorname{ch}2\beta_0 l-1)-\frac{Q_2 z_{\text{в}}+P_2 x_{\text{в}}}{2\alpha_0 z_{\text{c}}^2}r_0(1-\cos 2\alpha_0 l); \qquad (6\text{-}24)$$

$$\Delta Q=\frac{S_2^2}{4U_2^2}x_0\left(\frac{\operatorname{sh}2\beta_0 l}{\beta_0}+\frac{\sin 2\alpha_0 l}{\alpha_0}\right)+\frac{U_2^2}{4z_{\text{c}}^2}x_0\left(\frac{\operatorname{sh}2\beta_0 l}{\beta_0}-\frac{\sin 2\alpha_0 l}{\alpha_0}\right)+$$

$$+\frac{P_2 z_{\text{c}}-Q_2 z_{\text{c}}}{2\beta z_{\text{c}}^2}x_0(\operatorname{ch}2\beta_0 l-1)-\frac{Q_2 z_{\text{c}}+P_2 x_{\text{c}}}{2\alpha z_{\text{в}}^2}x_0\left(\frac{\operatorname{ch}2\beta l}{\beta_0}-\frac{\sin 2\alpha_0 l}{\alpha_0}\right), \qquad (6\text{-}25)$$

---

* Г. Е. Поспелов. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. Минск, «Вышэйшая школа», 1967.

где ΔP и ΔQ — потери активной и реактивной мощностей; S_2 и U_2 — полная мощность и напряжение в конце линии; r_0 и x_0 — активное и индуктивное сопротивления на единицу длины линии; α_0 и β_0 — коэффициенты изменения фазы и затухания волны на единицу длины; $z_в$ и $x_в$ — модуль и реактивная составляющая волнового сопротивления линии; P_2 и Q_2 — активная и реактивная мощности в конце линии; l — длина линии.

При небольших расстояниях, когда можно допустить, что $\operatorname{sh} 2\beta_0 l \approx 2\beta_0 l$; $\sin 2\alpha_0 l \approx 2\alpha_0 l$; $\operatorname{ch} 2\beta_0 l \approx 1$, $\cos 2\alpha_0 l \approx 1$, формулы (6-24) и (6-25) превращаются в известные формулы подсчета потерь мощности в электрических сетях:

$$\Delta P = (S_2^2/U_2^2)\, R_л; \tag{6-26}$$

$$\Delta Q = (S_2^2/U_2^2)\, X_л, \tag{6-27}$$

где $R_л = r_0 l$; $X_л = x_0 l$.

Для линий электропередачи (в том числе и для дальних) допустимо принимать $\operatorname{sh} 2\beta_0 l \approx 2\beta_0 l$. Так, для $l = 2500$ *км* и провода 3 × АСО-500 получим $\beta_0 = 0{,}00004$; $2\beta_0 l = 0{,}200$ и $\operatorname{sh} 2\beta_0 l = 0{,}201$.

Поэтому формулы (6-24) и (6-25) можно переписать в виде

$$\Delta P = \frac{S_2^2}{2U_2^2} R_л + \frac{S_2^2\, r_0 \sin 2\alpha_0 l}{4U_2^2} + \frac{P_{нат}\, R_л}{2z_в} - \frac{P_{нат}\, r_0 \sin 2\alpha_0 l}{4\alpha z_в} +$$
$$+ \frac{P_2 z_в - Q x_в}{2\beta z_в^2} r_0 (\operatorname{sh} 2\beta_0 l - 1) - \frac{Q r_в + P_2 x_в}{2\alpha_0 z_2^2} r_0 (1 - \cos 2\alpha_0 l); \tag{6-28}$$

$$\Delta Q = \frac{S_2^2}{2U_2^2} X_л + \frac{S_2^2\, x_0 \sin 2\alpha_0 l}{4U_2^2\, \alpha_0} + \frac{P_{нат}\, X_л}{2z_в} - \frac{P_{нат}\, x_0 \sin 2\alpha_0 l}{4\alpha_0 z_в} +$$
$$+ \frac{P_2 z_в - Q_2 x_2}{2\beta_0 z_в^2} x_0 (\operatorname{ch} 2\beta_0 l - 1) - \frac{Q_2 z_в + P_2 x_2}{2\alpha_0 z_в^2} r_0 (1 - \cos 2\alpha_0 l), \tag{6-29}$$

где $P_{нат}$ — натуральная мощность линии электропередачи.

Из формул (6-28) и (6-29) следует, что потери мощности в линии имеют три составляющие: потери холостого режима, не зависящие от нагрузки, и две составляющие, зависящие от нее, одна из которых пропорциональна квадрату, а другая — первой степени нагрузки.

Для расстояний 300 — 400 *км* при определении потерь мощности по приближенным формулам (6-26) и (6-27) погрешность получается не более 1%.

Приведенные формулы справедливы для однородной линии. Более общие соотношения дает метод обобщенных постоянных четырехполюсника, который позволяет определить потери мощности для любого элемента электрической системы, в том числе и для линии электропередачи с промежуточными устройствами.

Активная мощность в начале линии электропередачи

$$P_1 = \operatorname{Re}(\hat{U}_1 I_1).$$

Подставляя значения

$$\dot{U}_1 = \dot{A}_л \dot{U}_2 + \dot{B}_л \dot{I}_2, \quad \dot{I}_1 = \dot{C}_л \dot{U}_2 + \dot{D}_л \dot{I}_2,$$

получаем

$$P_1 = \operatorname{Re}(\hat{A}_л \hat{C}_л \dot{U}_2^2 + \hat{A}_л \hat{D}_л \hat{U}_2 \dot{I}_2 + \hat{B}_л \hat{C}_л \hat{I}_2 \dot{U}_2 + \hat{B}_л \hat{D}_л \dot{I}_2^2).$$

Обозначим

$$\dot{A}_л = A'_л + jA''_л; \quad \dot{B}_л = B'_л + jB''_л;$$
$$\dot{C}_л = C'_л + jC''_л; \quad \dot{D}_л = D'_л + jD''_л.$$

Тогда после преобразований мощность в начале линии

$$P_1 = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 +$$
$$+ (A'_л D'_л + A''_л D''_л + B'_л C'_л + B''_л C''_л) P_2 +$$
$$+ (A'_л D''_л - A''_л D'_л + C'_л B''_л) Q_2. \tag{6-30}$$

Соотношению комплексных коэффициентов

$$\dot{A}_л \dot{D}_л = -\dot{B}_л \dot{C}_л = 1$$

соответствуют два уравнения действительных величин:

$$A'_л D'_л - A''_л D''_л - B'_л C'_л + B''_л C''_л = 1; \tag{6-31}$$
$$A'_л D''_л + A''_л D'_л - B'_л C''_л - C'_л B''_л = 0. \tag{6-32}$$

Учитывая соотношения (6-31) и (6-32), мощность в начале линии представим как

$$P_1 = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I^2 +$$
$$+ (2A''_л D''_л + 2B'_л C'_л + 1) P_2 + 2 (C'_л B''_л - A''_л D'_л) Q_2. \tag{6-33}$$

В линии электропередачи потери активной мощности

$$\Delta P = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 +$$
$$+ 2 (A''_л D''_л + B'_л C'_л) P_2 + 2 (C'_л B''_л - A'_л D''_л) Q_2, \tag{6-34}$$

или, принимая во внимание соотношение (6-32),

$$\Delta P = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 +$$
$$+ 2 (A''_л D''_л + B'_л C'_л) P_2 + 2 (A''_л D'_л + B'_л C''_л) Q_2. \tag{6-35}$$

Первое и второе слагаемые выражения (6-35) представляют собой потери активной мощности в режимах соответственно холостого хода при напряжении в конце U_2 и короткого замыкания при токе I_2. Действительно, потери активной мощности в этих режимах составят

$$\Delta P_{х.х} = \operatorname{Re}(\hat{A}_л \hat{U}_2 C_л U_2),$$

или

$$\Delta P_{х.х} = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2;$$
$$\Delta P_{к.з} = \operatorname{Re}(\hat{B}_л \hat{I}_2 D_л I_2),$$

или

$$\Delta P_{\text{к. з}} = (B'_{\text{л}} D'_{\text{л}} + B''_{\text{л}} D''_{\text{л}})\, I_2^2.$$

В относительных единицах на базе натуральной мощности потери активной мощности в линии

$$\Delta P = A'_{\text{л}} C'_{\text{л}} + A''_{\text{л}} C''_{\text{л}} + (B'_{\text{л}} D'_{\text{л}} + B''_{\text{л}} D''_{\text{л}})\, S_2^2 + \\ + 2\,(A''_{\text{л}} D''_{\text{л}} + B'_{\text{л}} C'_{\text{л}})\, P_2 + 2\,(C'_{\text{л}} B''_{\text{л}} - A'_{\text{л}} D''_{\text{л}})\, q_2. \qquad (6\text{-}36)$$

Здесь S_2, P_2, q_2 — полная, активная, реактивная мощности и параметры B', B'', C', C'' — берутся в относительных единицах.

Сравнение полученных выражений для потерь активной мощности неоднородной линии с аналогичными выражениями для потерь активной мощности однородной линии электропередачи показывает, что они имеют одинаковую структуру.

Потери мощности (*квт*) в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х. х}} + \Delta P_{\text{н}} (S_{\text{р}}/S_{\text{ном}})^2, \qquad (6\text{-}37)$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ — потери мощности холостого хода в трансформаторе, *квт*; $\Delta P_{\text{н}}$ — потери мощности в обмотках высшего и низшего напряжений трансформатора при номинальной нагрузке, *квт*; $S_{\text{р}}$ — расчетная мощность трансформатора, *Мв · а*; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность, *Мв · а*.

Потери мощности (*квт*) в трехобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х. х}} + \Delta P_{\text{н. в}} \left(\frac{S_{\text{р. в}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{н. с}} \left(\frac{S_{\text{р. с}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \\ + \Delta P_{\text{н. н}} \left(\frac{S_{\text{р. н}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2, \qquad (6\text{-}38)$$

где $\Delta P_{\text{н.в}}$, $\Delta P_{\text{н.с}}$, $\Delta P_{\text{н.н}}$ — нагрузочные потери мощности в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений, отнесенные к номинальной мощности трансформатора, *квт*; $S_{\text{р.в}}$, $S_{\text{р.с}}$, $S_{\text{р.н}}$ — расчетные мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора, *Мв · а*.

Величины, входящие в формулы (6-37) и (6-38), подробно рассмотрены в т. II серии «Электрические системы» под ред. В. А. Веникова.

При заданных потерях мощности $\Delta P_{\text{в–с}}$, $\Delta P_{\text{с–н}}$, $\Delta P_{\text{в–н}}$, соответствующих передаче номинальной мощности из одной обмотки трансформатора в другую, потери в отдельных обмотках могут быть определены как

$$\Delta P_{\text{в}} = (\Delta P_{\text{в-с}} + \Delta P_{\text{в-н}} - \Delta P_{\text{с-н}})/2; \qquad (6\text{-}39)$$

$$\Delta P_{\text{с}} = \Delta P_{\text{в-с}} - \Delta P_{\text{в}}; \qquad (6\text{-}40)$$

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{в-н}} - \Delta P_{\text{в}}. \qquad (6\text{-}41)$$

По этим формулам с достаточной для расчетов точностью могут быть определены также потери мощности в автотрансформаторах.

Потери мощности (*квт*) в статических конденсаторах, включенных параллельно (шунтовые батареи),

$$\Delta P_{\text{к}} = k_{\text{к}} Q_{\text{ном}}, \qquad (6\text{-}42)$$

где $k_{\text{к}}$ — коэффициент потерь, равный для отечественных конденсаторов 0,003 *квт/кв · а*; $Q_{\text{ном}}$ — номинальная мощность батареи, *кв · а*.

Потери мощности в установках последовательной конденсаторной компенсации

$$\Delta P_{\text{н. к}} = k_{\text{к}} Q_{\text{ном}} (I/I_{\text{ном}})^2. \qquad (6\text{-}43)$$

Потери мощности в синхронных компенсаторах могут быть определены аналогично потерям в двухобмоточных трансформаторах по формуле (6-38).

Для шунтирующих реакторов потери мощности

$$\Delta P = k_{\text{р}} Q_{\text{ном}}. \qquad (6\text{-}44)$$

где $k_{\text{р}}$ — коэффициент потерь; для отечественных реакторов напряжением 35 и 110 *кв* коэффициент $k_{\text{р}} = 0{,}005$ *квт/кв · а*; напряжением 500 *кв* — $k_{\text{р}} = 0{,}006$ *квт/кв · а*; $Q_{\text{ном}}$ — номинальная мощность реактора, *кв · а*.

На основе потерь мощности могут быть определены потери энергии.

Для определения потерь электроэнергии, идущих на нагревание в проводах, иногда используется понятие *среднеквадратичного тока* — условного тока, неизменного по величине, который, протекая по линии в течение времени t, создает те же потери энергии, что и рабочий ток линии при работе ее по действительному графику. Обозначая среднеквадратичный ток через $I_{\text{ск}}$, можно написать:

$$\Delta A = \int_0^t 3I^2 R\, dt = 3I_{\text{ск}}^2 Rt,$$

откуда

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\int_0^t I^2\, dt/t}.$$

Для одного года $t = 8760$ *ч* ($t = 24 \times 365$), при этом

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\int_0^{8760} I^2\, dt/8760}.$$

При наличии трех типичных графиков — зимнего, летнего и осенне-весеннего — среднеквадратичный ток

$$I_{\text{ск}}^2\, 8760 = (I_{\text{ск. з}})^2 t_{\text{з}} + (I_{\text{ск. л}})^2 t_{\text{л}} + (I_{\text{ск. о-в}})^2 t_{\text{о-в}},$$

где обычно принимают $t_{\text{з}} = 2184$ *ч* (зима), $t_{\text{л}} = 2184$ *ч* (лето), $t_{\text{о-в}} = 4392$ *ч* (весна и осень).

Легко находится $I_{ск}$ при наличии годового графика нагрузки по продолжительности.

Если графики заданы не в токах, а в мощностях, то определяется среднеквадратичная мощность, по которой и находятся потери энергии:

$$\Delta A = (S_{ск}^2/U^2)\, Rt.$$

Другой метод определения потерь электроэнергии основывается на понятиях времени потерь и времени использования максимума нагрузки*.

Время потерь τ, или время максимальных потерь, есть число часов, в течение которых максимальный ток, протекающий в линии непрерывно, создает потери энергии, равные действительным потерям энергии за год:

$$\Delta A = \int_0^{8760} 3I^2 R\, dt = 3I_{ск}^2 Rt,$$

или

$$\Delta A = (S_{макс}^2/U^2)\, R\tau.$$

При известном графике нагрузки

$$\tau = \int_0^{8760} I^2\, dt/I_{нб}^2; \quad I_{ск} = I_{нб}\sqrt{\tau/8760}.$$

Время потерь τ часто определяют по кривым $\tau = f(T_{нб}, \cos\varphi)$. Время использования максимума $T_{нб}$ показывает число часов, в течение которых линия, работая с наибольшей нагрузкой, выдает потребителю энергию, доставляемую линией за год при работе по действительному графику. Следовательно,

$$T_{нб} = \int_0^{8760} I\, dt/I_{нб}.$$

Каждая группа потребителей имеет характерный для нее график нагрузки и соответствующее значение $T_{нб}$. Так, например, ориентировочно потребители внутреннего освещения имеют $T_{нб} = 1500 — 2000$ *ч*; наружного освещения — 2000 — 3000 *ч*; промпредприятия односменные — 2000 — 2500 *ч*; двухсменные — 3000 — 4500 *ч*; трехсменные — 3000 — 7000 *ч*.

Для типичного суточного графика, имеющего снижение нагрузки ночью и утренний или вечерний максимум, значение τ можно определить по табл. 6-4.

При одноступенчатом графике нагрузки, когда часть времени нагрузка остается постоянной и равной максимальной, а часть времени — равной нулю, время потерь равно числу часов использования

* См.: Под ред. В. А. Веникова Электрические системы, т. II.

Таблица 6-4

Зависимость времени потерь от времени использования максимума (*ч*)

$T_{нб}$	4 000	4500	5000	5500	6000
τ	2 500	3000	3500	4000	4600
$T_{нб}$	6 500	7000	7500	8000	8760
τ	5 200	5900	6600	7400	8760

максимума нагрузки ($\tau = T_{макс}$). В случае равномерной нагрузки с кратковременным резко выраженным максимумом время потерь $\tau = T_{макс}^2/8760$. При неравномерной нагрузке значение τ должно определяться каждый раз в соответствии с нехарактерным графиком.

В линиях электропередачи напряжением выше 110 — 220 *кв*, как уже отмечалось ранее, существенное значение имеют потери мощности и энергии, вызванные протеканием емкостных токов линии. Для линий напряжением 750 *кв* и длиной 400 *км* ошибка в определении потерь энергии из-за неучета емкостных токов составляет 20 — 40% от суммарного значения потерь на нагревание проводов.

Рассмотрим способ учета емкостных токов при определении потерь энергии в проводах линий электропередачи. Потери активной мощности на нагревание от прохождения рабочего тока и емкостного тока линии без ответвлений

$$\Delta P_н = 3\, I_a^2 R + 3 \int_0^L \left(\frac{I_C}{L} l \pm I_p\right)^2 r_0\, dl,$$

где I_a и I_p — активная и реактивная составляющие рабочего тока линии I, постоянного вдоль всей линии; I_p берется со знаком плюс при емкостном характере и с минусом при индуктивном; I_C — емкостный ток линии, рассматриваемый как равномерно распределенная вдоль линии нагрузка; $I_C l/L$ — емкостный ток, проходящий через элемент dl, расположенный на расстоянии l от конца линии.

После интегрирования и преобразований получим

$$\Delta P_н = 3\,(I^2 \pm I_p I_C + I_C^2/3)\, r_0 L. \qquad (6\text{-}45)$$

Потери энергии на нагрев проводов наиболее точно могут быть подсчитаны, если известны графики работы электропередачи и распределение проходящего тока вдоль линии. Тогда за время t потери

$$\Delta Э = 3 \int_0^t \int_0^L I^2 r_0\, dl\, dt. \qquad (6\text{-}46)$$

Большие значения емкостных токов в электропередачах напряжением свыше 220 *кв* вызывают существенные изменения тока вдоль линий, что делает практически затруднительным и нецелесообразным

использование выражения (6-46). Из соотношения (6-45) видно, что применение метода времени потерь в данном случае затруднительно.

В связи с отмеченными трудностями воспользуемся понятием времени потерь для емкостного тока τ_C и наметим методику определения потерь активной мощности и энергии от потоков реактивной мощности. За 1 год потери энергии от потоков реактивной мощности с учетом емкостных токов

$$\Delta Э_Q = \Delta P_{QC}\,\tau_C, \tag{6-47}$$

где ΔP_{QC} — потери активной мощности от емкостного тока линии; τ_C — время потерь, учитывающее в общем случае возможности компенсации емкостного тока линии и протекание реактивных мощностей.

Величина ΔP_{QC} может быть получена из выражения, записанного для режима холостого хода ($I = I_р = 0$)

$$\Delta P_{QC} = (I_C^2/3)\, r_0\, l, \tag{6-48}$$

или через зарядную мощность линии

$$\Delta P_{QC} = (Q_з^2/3U_{ср}^2)\, R, \tag{6-49}$$

где $U_{ср}$ — среднее значение напряжения линии;
$R = r_0 l$ — активное сопротивление линии.

В рассмотренном случае ток на приемном конце линии равен нулю и весь емкостный ток линии поступает в генераторы передающей электростанции.

Рассмотрим теперь симметричный режим линии при отсутствии активной нагрузки, равенстве напряжений по концам линии ($U_1 = U_2 = U$) и соответственно одинаковых по абсолютной величине реактивных мощностях в начале и конце линии ($q_1 = q_2$). При этом для каждой половины линии можно применить формулу (6-49) и для потерь активной мощности от потоков реактивной мощности во всей линии в целом записать

$$\Delta P_Q = 2\,\frac{(Q_з/2)^2}{3U^2}\cdot\frac{R}{2},$$

или

$$\Delta P_Q = \frac{Q_з^2}{12U^2}\,R. \tag{6-50}$$

В этом случае половина зарядной мощности линии стекает в приемную систему, а половина — в генераторы передающей электростанции.

Перейдем к общему случаю — по линии передается активная мощность, напряжения и потоки реактивной мощности по концам линии неодинаковы. Здесь, как и в случае симметричного режима, для определения потерь активной мощности от потоков реактивной мощности может быть использована формула (6-49). При этом линия электропередачи может рассматриваться как два участка, каждый из которых

имеет односторонний сток реактивной мощности, и потери активной мощности от перетоков реактивной мощности для всей линии

$$\Delta P_Q = \frac{Q_1^2}{6U_1^2}\,R\,(1-k_н) + \frac{Q_2^2}{6U_2^2}\,R\,(1+k_н), \tag{6-51}$$

где для первого участка линии вместо напряжения $U_{ср}$ взято U_1, а для второго — U_2; Q_1 и Q_2 — потоки реактивной мощности в начале и конце линий; $k_н$ — коэффициент несимметрии режима линии электропередачи:

$$k_н = (Q_1 + Q_2)/[b_C\,(U_1^2 + U_2^2)\,(1+p^2)], \tag{6-52}$$

здесь b_C — емкостная проводимость в П-образной схеме замещения линии; p — передаваемая активная мощность в долях от натуральной мощности линии.

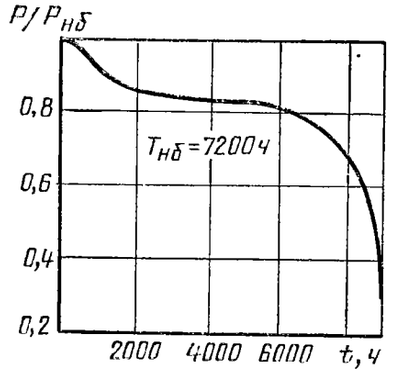


Рис. 6-5

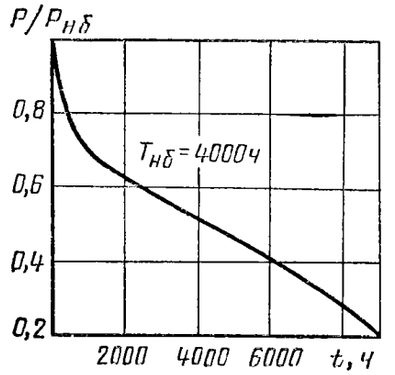


Рис. 6-6

При симметричном режиме линии $U_1 = U_2$, $Q_1 = -Q_2$, $k_н = 0$ и из общей формулы (6-51) получим формулу (6-50) для частного случая.

Чтобы определить потери электроэнергии от протекания потоков реактивной мощности, необходимо рассчитать значения τ_C для характерных графиков нагрузки. Изложим алгоритм, по которому может быть произведен этот расчет. В качестве исходного материала для расчета целесообразно иметь годовой график нагрузки линии по продолжительности (рис. 6-5 и 6-6). Расчет ведется в определенной последовательности:

1) для начального момента времени $t = 0$ и максимальной удельной передаваемой активной мощности подсчитываются удельные реактивные мощности Q_1 и Q_2;

2) по формуле (6-52) находится коэффициент несимметрии режима линии электропередачи;

3) по формуле (6-51) находятся потери активной мощности от перетоков реактивной мощности, соответствующих рассматриваемой нагрузке;

4) найденное значение ΔP_Q откладывается на графике потерь активной мощности (рис. 6-7 и 6-8).

Далее по всем пунктам аналогично повторяются расчеты для других значений активной передаваемой мощности. В результате получим график потерь активной мощности от перетоков реактивной мощности. Площадь, ограниченная кривой этого графика, даст в некотором масштабе потери энергии в линии от потоков реактивной мощности. Тогда τ_C определится как частное от деления этой площади на значение потерь активной мощности от емкостных токов линии при холостом ходе в соответствии с выражением (6-47).

По описанной методике рассчитаны и построены на рис. 6-7 и 6-8 годовые графики потерь от перетоков реактивной мощности для годовых графиков нагрузки линий по продолжительности (рис. 6-5 и 6-6),

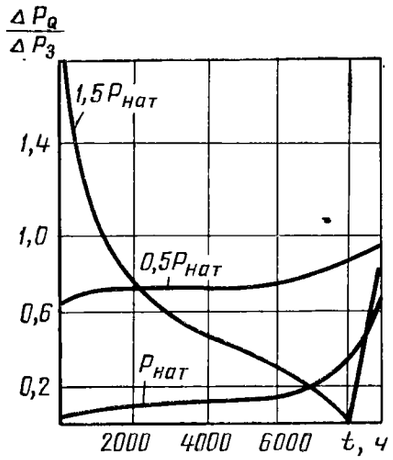


Рис. 6-7

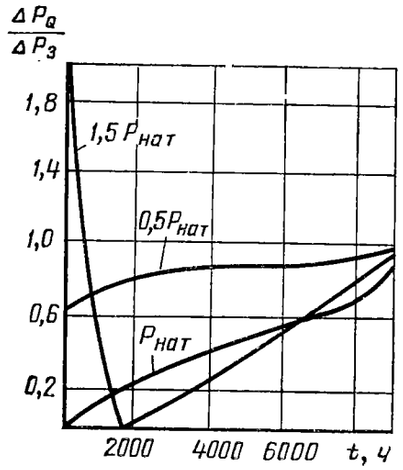


Рис. 6-8

охватывающих наиболее характерный для линий напряжением 750 *кв* диапазон значений числа часов использования наибольшего перетока (4000—7200 *ч*).

Графики потерь построены для различных значений расчетного максимального перетока активной мощности по линии (0,5 $P_{нат}$, $P_{нат}$ и 1,5 $P_{нат}$), характеризующих весь диапазон встречающихся расчетных нагрузок линий на 750 *кв*. Потери мощности на рис. 6-7 и 6-8 отложены в относительных единицах; за единицу ΔP_{Q_C} приняты потери мощности при равномерном стоке зарядной мощности в обе стороны в режиме холостого хода. Площадь, ограниченная кривыми, дает в некотором масштабе величину потерь энергии в линии от перетоков реактивной мощности.

На основе полученных зависимостей величина τ_C в выражении (6-47) определяется как частное от деления площади, ограниченной годовым графиком потерь, на значение потерь активной мощности от стока зарядной мощности ΔP_Q при холостом ходе, подсчитанное по формуле (6-50).

На рис. 6-9 построены зависимости τ_C от числа часов использования наибольшего перетока по линии $T_{нб}$, величины расчетной максимальной нагрузки линии в относительных единицах $P/P_{нб}$ и среднего перепада напряжения k, с которым работает линия в течение года.

Особенностями зависимостей, приведенных на рис. 6-9, можно считать увеличение потерь энергии (и, как следствие, величины τ_C) с уменьшением расчетной нагрузки линии и числа часов ее использования, а также сложный характер зависимости $\tau_C = f(T_{нб})$ для значений $P > P_{нат}$. На рисунке сплошной линией обозначены кривые при $k = 1$, штриховой — при $k = 1{,}05$.

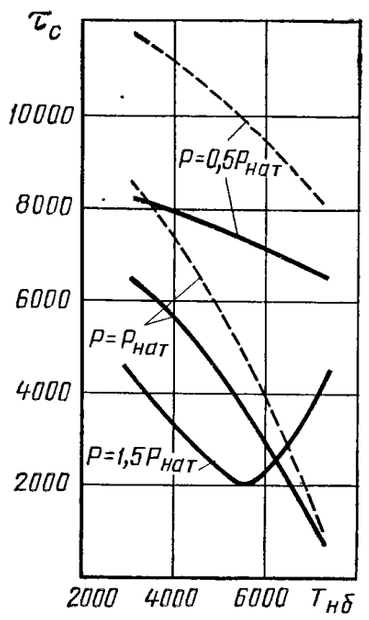


Рис. 6-9

Для линий напряжением 330 *кв* и выше необходимо также учитывать потери на корону, которые подсчитываются по удельным среднегодовым потерям мощности, взятым в соответствии с климатическими условиями района для расчетного электростатического градиента на основе опытных данных. Для ориентировочных расчетов значения потерь на корону могут быть взяты из табл. 6-5.

Потери электроэнергии в трансформаторах можно разделить на две части: зависящие и независящие от нагрузки. К последним относятся потери в стали трансформатора; они зависят только от мощности подключенного трансформатора:

$$\Delta A_{ст} = \Delta P_{ст}\, t, \qquad (6\text{-}53)$$

где $\Delta P_{ст}$ — потери мощности в стали трансформатора (даются обычно в данных о трансформаторе); t — время работы трансформатора.

Таблица 6-5

Среднегодовые потери мощности на корону (*квт/км·год*) для линий 330 и 500 *кв* на портальных опорах при номинальном напряжении

Напряжение линии, *кв*	Марка и количество проводов в фазах	Потери на корону для района, трассы	
		Москва, Ленинград, Саратов, Куйбышев, Свердловск, Новосибирск	Арзамас, Вологда, Луганск, Златоуст, Челябинск
330	2 × АСО-300	2,5	1,5
	2 × АСО-400	1,7	0,9
500	3 × АСО-400	9,0	6,0
	3 × АСО-500	7,0	4,0

Первая часть потерь в трансформаторе обусловлена потерями в обмотках, или, как говорят, потерями в меди. Эти потери подсчитываются так же, как и потери на нагревание проводов линии:

$$\Delta A_м = 3I^2 R_т \tau. \qquad (6\text{-}54)$$

Суммарные потери за год составят

$$\Delta A_т = \Delta P_{ст}\, 8760 + 3I^2 R_т \tau, \qquad (6\text{-}55)$$

или

$$\Delta A_{т} = \Delta P_{ст}\, 8760 + \Delta P_{м.\,макс}\,\tau = \Delta P_{ст}\, 8760 + \Delta P_{м.\,ном}\,(S^2_{макс}/S^2_{ном})\,\tau, \quad (6\text{-}56)$$

где $\Delta P_{м.\,макс}$ и $\Delta P_{м.\,ном}$ — потери в меди трансформатора соответственно в максимальном и номинальном режимах; $S_{макс}$ и $S_{ном}$ — полные мощности в максимальном и номинальном режимах трансформатора.

При нескольких параллельно работающих трансформаторах равной мощности, часть которых периодически отключается, потери

$$\Delta A = n_1 \Delta P_{ст}\, t_1 + n_2 \Delta P_{ст}\, t_2 + n_1 \Delta P_{м} \left(\frac{S'_{ск}}{n_1 S_{ном}}\right)^2 t_1 + n_2 \Delta P_{м} \left(\frac{S_{ск}}{n_2 S_{ном}}\right)^2 t_2,$$

или

$$\Delta A = n_1 \Delta P_{ст}\, t_1 + n_2 \Delta P_{ст}\, t_2 + \frac{\Delta P_{м}}{n_1}\left(\frac{S'_{ск}}{S_{ном}}\right)^2 t_1 + \frac{\Delta P_{м}}{n_2}\left(\frac{S''_{ск}}{S_{ном}}\right)^2 t_2, \quad (6\text{-}57)$$

где n_1 и n_2 — число трансформаторов, включенных в течение t_1 и t_2 часов в году; $\Delta P_{ст}$ и $\Delta P_{м}$ — потери в стали и в меди одного трансформатора при номинальной его нагрузке; $S'_{ск}$ и $S''_{ск}$ — среднеквадратичные мощности за время работы t_1 и t_2 трансформаторов.

Аналогично подсчитываются потери мощности в синхронных компенсаторах:

$$\Delta Э_{с.к} = \Delta P_{м.\,ном}\left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau + \Delta P_{ст}\, t, \quad (6\text{-}58)$$

где $\Delta P_{м.ном}$ и $\Delta P_{ст}$ — потери мощности в меди и стали синхронного компенсатора; t — продолжительность работы синхронного компенсатора.

Подобным образом определяются потери электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах, автотрансформаторах и других элементах электрических сетей*.

При оценке потерь электроэнергии затраты на энергию, обеспечивающую покрытие потерь, следует учитывать по показателям вновь вводимых конденсационных электростанций. При этом необходимо учитывать также и затраты на расширение электростанций для компенсации потерь мощности в сети, на расширение топливной базы (в связи с дополнительным расходом топлива по сравнению с его расходом для потребителей). Затраты на электроэнергию при определении себестоимости продукции исчисляются с учетом расходов на передачу ее по сетям и дифференцированно с учетом неравномерности графика

* См.: Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II.

нагрузки потребителя ($T_{нб}$) и степени участия его в максимуме нагрузки системы ($k_{макс}$).

Все эти факторы учитываются величиной удельных приведенных затрат (расчетной стоимостью электроэнергии) $з$, определяемой для характерных зон СССР по кривым Энергосетьпроекта, приведенным на рис. 6-10.

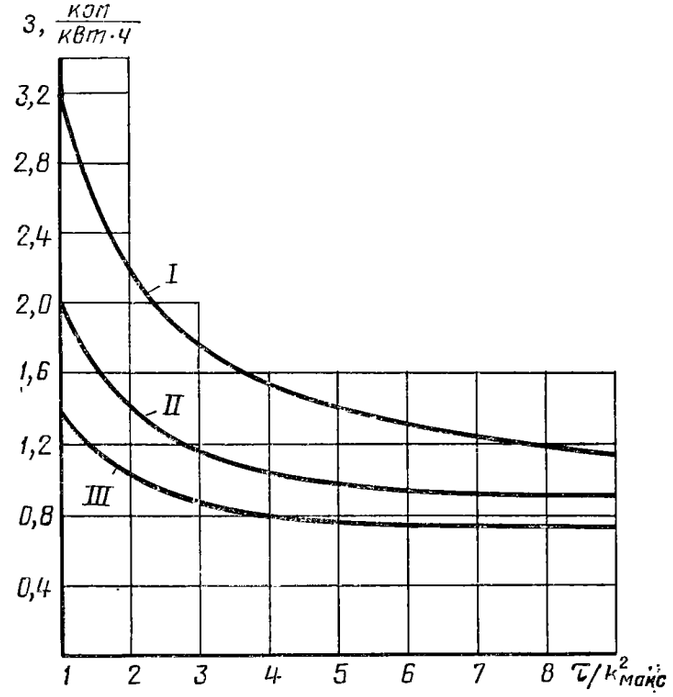


Рис. 6-10

На рисунке кривая I приведена для районов ЕЭС (ОЭС Центра, Поволжья, Юга, Северо-Запада, Урала, Северного Кавказа, Закавказья); кривая II — для Восточных районов (ОЭС Северного Казахстана, Средней Азии, Дальнего Востока, Читинской энергосистемы); кривая III — для районов ОЭС Сибири. Эти кривые дают зависимость расчетной стоимости $з$ от значений $\tau/k^2_{макс}$.

Для учета коэффициента попадания максимума потерь в максимум энергосистемы в расчетах рекомендуется принимать $k^2_{макс} = 0{,}85 \div 0{,}9$; в отдельных случаях при электроснабжении районов с преобладанием неравномерной промышленной нагрузки $k^2_{макс} = 0{,}7 \div 0{,}75$. Для среднегодовых потерь мощности на корону значение $k^2_{макс} = 1$.

Расчетные стоимости потерь внепиковой энергии для ОЭС различных районов приведены ниже:

Центр	Среднее и Нижнее Поволжье	Юг	Северо-Запад	Урал	Северный Кавказ	Закавказье	Сибирь	Северный Казахстан	Средняя Азия	Дальний Восток
0,80	0,72	0,7	0,75	0,5	0,7	0,7	0,75	0,3	0,35	0,55

При значительных сезонных нагрузках для определения $k^2_{макс}$ необходим анализ графиков нагрузки энергосистемы и района, для которого предназначена сеть. Если окажется, что сезонные потребители не участвуют в формировании суммарного максимума, то величина $з_э$ берется из приведенных данных.

§ 6-4. ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Ежегодные издержки на эксплуатацию, или годовые эксплуатационные расходы, электрических сетей представляют собой себестоимость передачи и распределения электрической энергии, выданной потребителям за год. Годовые эксплуатационные расходы, или себестоимость, которые не учитывают полностью затраты труда на производство продукции, следует рассматривать как вспомогательные экономические показатели. При экономии сырья, топлива, электроэнергии, при улучшении организации труда и использования оборудования без дополнительных капитальных вложений себестоимость может служить критерием, показывающим повышение уровня работы предприятия. При дополнительных капиталовложениях годовые эксплуатационные расходы не указывают на повышение или снижение экономичности предприятия, так как они не определяют получаемых при этом суммарных затрат живого и прошлого труда. Они не дают полного представления об экономичности, так как не учитывают затрат труда на производство прибавочного продукта.

Годовые эксплуатационные расходы слагаются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание, стоимости потерь электроэнергии. Амортизационные отчисления предназначены для возмещения изнашивающихся основных фондов предприятия. Часть из них, называемая отчислениями на реновацию, используется в плановом порядке для возмещения выбывающих основных фондов, а другая часть остается в распоряжении предприятия для капитального ремонта.

При установлении отчислений на амортизацию учитывают, что к концу срока службы оборудование частично сохраняет свою стоимость (ликвидная или возвратная стоимость). Фонд амортизации устанавливается по полной стоимости сооружения за вычетом ликвидной стоимости. При исчислении расходов на амортизацию учитывается не только физический, но и моральный износ оборудования.

Обычно полагают, что процесс обесценивания во времени основных фондов определяется линейной зависимостью, и выражают отчисления на амортизацию долей или процентом от капитальных (K) затрат:

$$p_{\text{а}} = (K + K_{\text{р}} - K_{\text{в}})/(Kt_{\text{с}}),$$

или

$$p_{\text{а}} = [(K + K_{\text{р}} - K_{\text{в}})/(Kt_{\text{с}})]\,100\ \%,$$

где $k_{\text{р}}$ — затраты на капитальные ремонты; $k_{\text{в}}$ — возвратная или ликвидная стоимость; $t_{\text{с}}$ — срок службы оборудования, определяемый с учетом физического и морального износа.

В действительности же процессы физического и морального износа протекают не по прямолинейному закону, а характеризуются более сложными зависимостями, которые трудно заранее предвидеть для проектируемых сооружений. Кроме того, эти сложные зависимости представляли бы большое неудобство с расчетной точки зрения.

Более важно на основе имеющегося опыта эксплуатации и проектирования энергетических систем правильно определить сроки службы оборудования.

Нормы амортизации нуждаются в периодической проверке, уточнениях и большей дифференциации по различным типам оборудования. Нормы амортизации основных фондов, утвержденные Постановлением Совета Министров СССР от 1.XI. 1966 г., предусматривают отчисления на реновацию и капитальный ремонт оборудования. Эти нормы, приведенные в табл. 6-6 для силового электротехнического оборудования и распределительных устройств, не зависят от напряжения; для воздушных линий электропередачи нормы различаются в зависимости от напряжения линий и материала опор.

Таблица 6-6

Нормы амортизационных отчислений для силового электротехнического оборудования, распределительных устройств и воздушных линий электропередач

Основные фонды	Срок службы, лет	Нормы отчислений, %			Поправочный коэффициент
		реновация	капитальный ремонт	всего	
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства	30	3,3	3,0	6,3	0,8 — для ЛЭП на 220 *кв* и выше
Воздушные линии электропередачи:					
1) 35—160 *кв* — на металлических и железобетонных опорах	50	2,0	0,8	2,8	
2) 35—160 *кв* — на опорах из пропитанной древесины	30	3,3	2,0	5,3	1,25 — для ЛЭП на непропитанной древесине; 0,8 — для ЛЭП на деревянных опорах с железобетонными пасынками

Расходы на текущий ремонт включают зарплату ремонтному персоналу и затраты на материальные фонды, необходимые для проведения текущих ремонтов. Расходы на обслуживание учитывают заработную плату обслуживающему персоналу и административно-управленческому аппарату с начислениями.

Начисления на заработную плату поступают в распоряжение органов социального страхования и являются фактически денежным выражением части прибавочного продукта; включение в себестоимость этой части связано с хозяйственным расчетом.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание, называемые расходами на эксплуатацию, часто выражают в технико-экономических расчетах процентами от стоимости сооружения; для электропередач это связано с некоторой погрешностью. Действительно, расходы на обслуживание и текущий ремонт практически не зависят от сечения провода. Оценка их в денежном выражении приведена в табл. 6-7 и 6-8.

Таблица 6-7

Ежегодные расходы на текущий ремонт и обслуживание линий электропередач (*руб/км*)

Напряжение, *кв*	Опоры		
	деревянные, одноцепные	металлические и железобетонные	
		одноцепные	двухцепные
110	70—120	50—100	65—105
220	85—140	55—110	75—130
330	—	55—110	—
500	—	80—140	—

Нижние пределы в этой таблице относятся к районам с незагрязненной атмосферой, а верхние — к участкам линий, трасса которых проходит по районам с сильно загрязненной атмосферой.

Таблица 6-8

Ежегодные расходы на текущий ремонт и обслуживание подстанций (тыс. руб. на одну подстанцию)

Высшее напряжение на подстанции, *кв*	Число трансформаторов на подстанции		
	1	2	3 и более
110	4—12	8—20	20—25
220	8—14	12—20	16—25
330	12—20	15—25	—
500	15—25	22—35	—

Нижний предел принимается для подстанций с простейшей электрической схемой при минимальном числе присоединений, верхний — для подстанций с двумя или тремя системами шин при максимальном числе присоединений и наличии синхронных компенсаторов, вольтодобавочных трансформаторов и другого оборудования.

Так же часто применяется выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости сооружения. Так, например, для линий электропередач напряжением 220 *кв* можно полагать эти расходы равными 1,5%; напряжением 500 *кв* — 1,0%; для крупных подстанций — 2% от ее стоимости. При этом необходимо иметь в виду следующие соображения:[1] выражение расходов на эксплуатацию электропередачи в процентах от полной стоимости линии при нахождении экономического сечения проводов ошибочно; 2) при решении задачи экономического сечения линий следует исключать из состава ежегодных отчислений расходы на обслуживание и текущий ремонт, поскольку они не зависят от сечения проводов.

При решении других технико-экономических задач, как, например, определение годовых эксплуатационных расходов и себестоимости передачи электроэнергии, выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости электропередачи не вызовет существенных погрешностей и вполне допустимо.

Отчисления на амортизацию и расходы на эксплуатацию называют *постоянными расходами* в отличие от стоимости потерь электроэнергии, которая относится к категории *переменных расходов*.

Таким образом, годовые эксплуатационные расходы

$$U = p_a K + U_{o.p} + \Delta Э \beta, \qquad (6\text{-}59)$$

где $U_{o.p}$ — расходы на обслуживание и текущий ремонт или расходы на эксплуатацию; $\Delta Э$ — потери электрической энергии за год; β — стоимость 1 *квт · ч* потерянной электроэнергии.

Если расходы на эксплуатацию выражать в долях от стоимости сооружения, то вместо выражения (6-59) можно записать

$$U = p K + \Delta Э \beta, \qquad (6\text{-}60)$$

где p — суммарные отчисления на амортизацию (капитальный ремонт и реновацию), текущий ремонт и обслуживание сооружений.

Величину суммарных отчислений p Энергосетьпроект рекомендует принимать согласно табл. 6-9, в которой приведены средние показатели суммарных отчислений в процентах от капитальных вложений.

Таблица 6-9

Показатели отчислений

Номинальное напряжение, *кв*	Материал опор	Суммарные отчисления, %	Вид опор
	Воздушные линии электропередачи		
35—150	Металл и железобетон	3,2 3,1	Одноцепные Двухцепные
	Пропитанная древесина	5,8	
220 и выше	Металл и железобетон	2,6 2,4	Одноцепные Двухцепные
	Пропитанная древесина	4,6	
	Кабельные линии электропередачи		
35	—	6,1	—
110—220	—	4,25	—
	Подстанции		
35—150	—	9,3	—
220 и выше	—	8,3	—

В каждом году расчетного периода суммарные отчисления производятся от суммы капитальных вложений всех лет, предшествующих этому году, и определяются суммированием издержек $И_{ti}$; по каждой группе объектов с суммарным отчислением p_i

$$И_{ti} = \frac{p_i\,\%}{100} \sum_{n=1}^{t-1} K_{in}, \qquad (6\text{-}61)$$

где $\sum_{n=1}^{t-1} K_{in}$ — сумма капитальных вложений по группе объектов с суммарным отчислением p_i за период $(t-1)$.

Удельные годовые эксплуатационные расходы, получаемые делением величины $И$ на количество полезно переданной потребителю электроэнергии за год, называют обычно *себестоимостью передачи электроэнергии*:

$$\beta_n = И/(P_{нб} T_{нб}). \tag{6-62}$$

Так же, как удельные капиталовложения

$$K_{уд} = K/P_{нб},$$

себестоимость передачи электроэнергии является важным технико-экономическим показателем электрических сетей.

§ 6-5. ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ

Годовые эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии не характеризуют в полной мере повышения производительности труда и экономию затрат общественного труда на единицу продукции; они не дают полного представления об экономичности, так как не учитывают затрат труда на производство прибавочного продукта.

В полной мере оценку эффективности капиталовложений и экономичности того или иного сооружения может дать только учет затрат всего общественного труда, необходимого для производства продукции.

Полным затратам общественного труда на производство продукции соответствует стоимость продукции. Поэтому стоимость продукта (индивидуальную стоимость) и следует считать основным экономическим показателем.

Из-за отсутствия общепризнанного метода определения стоимости продукции в качестве основного экономического показателя рекомендуются так называемые *приведенные затраты*. При одновременных капитальных вложениях (срок строительства не более 1 года) и постоянных годовых эксплуатационных расходах приведенные затраты

$$З = И + p_{норм} K, \tag{6-63}$$

где $p_{норм}$ — нормативный коэффициент сравнительной эффективности, равный 0,12; K — единовременные капитальные вложения.

Экономичным считается то решение, для которого получаются наименьшие приведенные затраты.

Широко применяемый в проектной практике для сравнения вариантов метод срока окупаемости вполне согласуется с методом приведенных затрат.

Срок окупаемости определяют как время, в течение которого произведенные капиталовложения полностью возвращаются народному хозяйству за счет экономии годовых эксплуатационных расходов.

Для двух сопоставимых вариантов срок окупаемости дополнительных капиталовложений

$$t_о = (K_1 - K_2)/(И_2 - И_1), \tag{6-64}$$

где K_1 и K_2 — капитальные затраты вариантов 1 и 2, причем $K_1 > K_2$; $И_1$ и $И_2$ — годовые эксплуатационные расходы вариантов 1 и 2 $(U_2 > U_1)$.

Подсчитанное по выражению (6-64) значение срока окупаемости сравнивается с нормативным сроком окупаемости $t_{норм}$. Если $t_о = t_{норм}$, то сравниваемые варианты считаются экономически равноценными. Если $t_о < t_{норм}$, то экономичнее вариант с большими капиталовложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами (K_1 и $И_1$). При $t_о > t_{норм}$ экономичнее будет вариант с меньшими капиталовложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами (K_2 и $И_2$).

Нормативный срок окупаемости для энергетических сооружений на данный период устанавливается директивно.

Сравнение полученного по выражению (6-64) срока окупаемости с нормативным соответствует неравенству:

$$(K_1 - K_2)/(И_2 - И_1) \gtrless t_{норм} \tag{6-65}$$

или

$$И_1 t_{норм} + K_1 \gtrless И_2 t_{норм} + K_2;$$

$$И_1 + \frac{1}{t_{норм}} K_1 \gtrless И_2 + \frac{1}{t_{норм}} K_2.$$

Экономичным будет считаться вариант, имеющий меньшее значение суммы, т. е. удовлетворяющий условию

$$З = И + (1/t_{норм}) K = И + p_{норм} K = \min, \tag{6-66}$$

где $p_{норм} = 1/t_{норм}$.

Формула (6-66), дающая значение приведенных затрат, может быть использована при сопоставлении любого числа вариантов и при технико-экономических исследованиях общего характера. Поэтому она удобнее выражения (6-64) — срока окупаемости, пригодного только для попарного сравнения вариантов.

Приведенные затраты могут быть представлены как

$$З = И_а + И_{о.р} + \Delta Э c_e + p_{норм} K, \tag{6-67}$$

где $И_а$ — ежегодные отчисления на амортизацию; c_e — средняя в энергосистеме себестоимость электроэнергии, отпущенной с шин новых конденсационных электростанций (таким образом здесь принято $\beta = c_e$).

Подставляя в (6-67) значения K из выражения (6-4), получим

$$З = И_а + И_{о.р} + \Delta Э\,(p_{норм} k_т b_с + c_e) + p_{норм} K_0 + \\ + k_{макс} k_р k_{с.н} \Delta P k_{уд} p_{норм},$$

или после преобразований

$$З = И_а + И_{о.р} + \Delta Э \left(\frac{p_{норм} k_{макс} k_р k_{с.н}}{\tau} + p_{норм} k_т b_с + c_e \right) + \\ + p_{норм} K_0.$$

Учитывая формулу расчетной стоимости электроэнергии $c_р$, запишем

$$З = И_а + И_{о.р} + \Delta Э c_р + p_{норм} K_0. \quad (6\text{-}68)$$

Рассматривая выражения (6-67) и (6-68), можно сделать следующий вывод. При определении приведенных затрат потери электрической энергии можно оценивать по себестоимости c_e или по расчетной стоимости $c_и$; в первом случае [см. (6-67)] ежегодные отчисления по нормативному коэффициенту эффективности берутся от полных капиталовложений K, а во втором [см. (6-68)] — только от непосредственных капиталовложений K_0.

Удельные приведенные затраты на 1 *квт·ч* переданной потребителю электроэнергии определят расчетную стоимость передачи электроэнергии:

$$c_п = З/Э = З/(P_{нб} T_{нб}). \quad (6\text{-}69)$$

При сопоставлении вариантов и выборе параметров электрических сетей должно соблюдаться условие равенства эффекта по энергии, мощности и надежности электроснабжения. В этом случае может быть использовано выражение расчетных затрат (6-63). При сравнении вариантов с разной надежностью электроснабжения в приведенных затратах кроме капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов необходимо учитывать и вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей. Тогда приведенные затраты

$$З = И + p_{норм} K + У, \quad (6\text{-}70)$$

где $У$ — вероятный ежегодный народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей.

Величина ущерба находится умножением значения недоотпущенной электроэнергии $Э_н$ на средний удельный ущерб $c_{уд}$:

$$У = Э_н c_{уд}. \quad (6\text{-}71)$$

Далее (см. § 6-6) изложена методика определения ущерба от аварийных и плановых перерывов электроснабжения.

Если сравниваемые варианты не обеспечивают одинакового качества напряжения у потребителей, то это обстоятельство также должно быть учтено в выражении расчетных затрат:

$$З = И + p_{норм} K + У + У_к, \quad (6\text{-}72)$$

где математическое ожидание ущерба от снижения качества напряжения

$$У_к = (a_1 \delta U_{ср} + a_2 \delta U_{ск}) Э,$$

здесь a_1 и a_2 — коэффициенты, зависящие от типа потребителей; $\delta U_{ср}$ и $\delta U_{ск}$ — среднее и среднеквадратичное отклонения напряжения на шинах потребителя за год; $Э$ — электроэнергия, потребляемая за год.

Все записанные выше формулы приведенных затрат справедливы только при условии, что все величины, входящие в них, не изменяются во времени. При сравнении вариантов, различающихся по продолжительности строительства, распределению затрат по годам и т. д., должен быть учтен соответствующий экономический эффект. Учет проводится исходя из среднего эффекта, который может быть получен в данной отрасли при производительном использовании капиталовложений, и осуществляется приведением разновременных капиталовложений и других затрат к сопоставимому виду — к одному году — по методике технико-экономических расчетов в энергетике. Рассмотрим основные формулы приведения, полагая одинаковую надежность и качество напряжения сравниваемых вариантов.

При сроках строительства более 1 года и неизменных годовых эксплуатационных расходах приведенные затраты следует определять по формуле (6-68), подставляя в нее приведенные капитальные вложения:

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{t_с} K_t (1 + p_{норм.пр})^{t_с - t}, \quad (6\text{-}73)$$

где $t_с$ — период строительства.

Выражение (6-73) приводит. капитальные вложения к последнему году строительства ($T_{пр} = T_с$).

При изменении капиталовложений, годовых эксплуатационных расходов и объема продукции по годам расчетного периода $t_р$, после которого рассматриваемые объекты не требуют капиталовложений, а годовые эксплуатационные расходы и объем продукции остаются для сравниваемых вариантов практически постоянными, приведенные затраты и расчетная стоимость единицы продукции (удельные приведенные затраты) определяются формулами метода технико-экономических расчетов в энергетике:

$$З_{t_{пр}} = p_{норм.пр} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + И_t)^{t_{пр} - t} + И (1 + p_{норм.пр})^{t_{пр} - t_р} + \ldots; \quad (6\text{-}74)$$

$$c_{t_{пр}} = З_{t_{пр}} \Big/ [p_{норм.пр} \sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{норм.пр})^{t_{пр} - t} + \\ + Э (1 + p_{норм.пр})^{t_{пр} - t_р}]. \quad (6\text{-}75)$$

В формулах (6-74) и (6-75) K_t и $И_t$ — капиталовложения в годовые эксплуатационные расходы в t-й год; $t_{пр}$ — год приведения затрат; $И$ — годовые эксплуатационные расходы при нормальной эксплуатации; $Э_t$ — объем продукции в t-й год (в случае электропередачи — электроэнергия, доставленная потребителю); $Э$ — то же, за год нормальной эксплуатации.

Выбор года приведения не оказывает влияния на соотношение затрат по отдельным вариантам и на выбор варианта. Действительно, как видно из формул (6-74) и (6-75), приведенные затраты при изменении года приведения умножаются на одинаковый для всех рассматриваемых вариантов множитель.

Приведение к последнему году расчетного периода ($t_{пр} = t_р$) дает

$$З_{t_{пр}} = p_{норм.\ пр} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + И_t)^{t_р - t} + И; \qquad (6\text{-}74а)$$

$$c_{t_{пр}} = З_{t_р} \Big/ p_{норм.\ пр} \sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{норм.\ пр})^{t_р - t} + Э. \qquad (6\text{-}75а)$$

В случае приведения к году, предшествующему началу расчетного периода ($t_{пр} = 0$), аналогично получим

$$З_{t_{пр}} = p_{норм.\ пр} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + И_t) + И\,(1 + p_{норм.\ пр})^{-t_р}; \qquad (6\text{-}74б)$$

$$c_{t_{пр}} = \frac{З_t}{p_{норм.\ пр} \sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{норм.\ пр})^{-t} + Э\,(1 + p_{норм.\ пр})^{-t_р}}. \qquad (6\text{-}75б)$$

Длительность расчетного периода определяется от начала строительства до года, с которого все объекты вступают в нормальную эксплуатацию.

§ 6-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЩЕРБА ОТ АВАРИЙНЫХ И ПЛАНОВЫХ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При создании электрических систем и сетей учитывают требования надежности отдельных потребителей электроэнергии. Правила устройства электротехнических установок (ПУЭ) делят электроприемники на три категории, каждая из которых характеризуется. своими требованиями в отношении надежности электроснабжения*

Одним из направлений учета надежности является ее нормирование, отражающее категорийность потребителей. В качестве норматива надежности принимается годовая суммарная продолжительность отключений, например, для потребителей I категории, условно равная нулю, а для потребителей II и III категорий — 25 *ч*. При проектировании ставится задача — достижение нормированного уровня надежности с наименьшими затратами.

Другим направлением учета надежности следует считать минимизацию затрат на повышение надежности и покрытие ущерба, вызванного перерывами электроснабжения. С точки зрения экономической целесообразности это направление выглядит более обоснованным, чем первое. Нормирование надежности вызвано трудностью определения

* Характеристика этого разделения была дана в работе «Электрические системы», т. II. Под ред. В. А. Веникова.

ущерба для потребителей. Однако исследования по оценке ущербов ведутся и методы оптимизации по минимуму затрат совершенствуются. Согласно методике, которую рекомендует Энергосетьпроект, ущерб от аварийных и плановых перерывов электроснабжения представляется в виде трех слагаемых:

$$У = У_{ав.н} + У_{пл} + У_с,$$

где $У_{ав.н}$ — ущерб потребителей от аварийного недоотпуска электроэнергии; $У_{пл}$ — ущерб потребителей от плановых перерывов электроснабжения; $У_с$ — затраты в энергосистеме по аварийному ремонту оборудования (ущерб энергосистемы).

Ущерб потребителей (*отн. ед.*) при аварийном простое любого элемента электрической сети

$$У_{ав} = c_{ав.уд}\, \varepsilon_k\, N_0\, \nu_{ав\,k}\, \beta_{мес}\, \beta_{сут}, \qquad (6\text{-}76)$$

где $c_{ав.уд}$ — среднее значение удельного ущерба от аварийных перерывов электроснабжения потребителей, *отн ед.*; находится по формуле (6-79) в зависимости от степени ограничения потребителей, причем в первую очередь ограничиваются потребители с минимальным удельным аварийным ущербом (за исключением коммунально-бытовой нагрузки, относящейся к I категории); ε_k — коэффициент ограничения потребителей при отключении k-го элемента сети; определяется электрическими расчетами с учетом допустимой перегрузки линий электропередач и трансформаторов; N_0 — нагрузка потребителей в долях от максимальной нагрузки:

$$N_0 = N_{макс}/N_{макс.\,с}; \qquad (6\text{-}77)$$

$N_{макс}$ и $N_{макс.с}$ — совмещенные максимумы потребителей и нагрузок сети; $\nu_{ав\,k}$ — вероятное время аварийного простоя k-го элемента электрической сети:

$$\nu_{ав\,k} = t_k\,(1 - \varepsilon^{-\lambda_k}); \qquad (6\text{-}78)$$

t_k — время аварийного простоя k-го элемента сети, в долях года (см. приложение П.6-1); λ_k — удельная повреждаемость, или опасность отказа, k-го элемента электрической сети в течение года (количество отказов в год на единицу оборудования); $\beta_{мес}$; $\beta_{сут}$ — плотности месячного и суточного графиков нагрузок (табл. 6-10).

Таблица 6-10

Плотности нагрузок

Отрасли народного хозяйства	$\beta_{мес}$	$\beta_{сут}$
Коммунально-бытовое и сельское хозяйство	0,95	0,56
Промышленность:		
а) легкая, текстильная, машиностроительная	0,90	0,70
б) все остальные отрасли	0,97	0,94
Смешанные потребители	0,95	0,7—0,8

Для линий электропередачи

$$\lambda_{л} = \lambda_{1л} l/100,$$

где $\lambda_{1л}$ — удельная повреждаемость на 100 *км* линии указана в приложении П.6-1.

Для сборных шин

$$\lambda_{ш} = \lambda_{1ш}\, n_{выкл}/n_{1\ выкл},$$

где $\lambda_{1ш}$ — удельная повреждаемость шин (см. П.6-1); $n_{выкл}$ — количество присоединенных к сборным шинам выключателей; $n_{1\ выкл}$ — количество выключателей, присоединенных к одному пролету шин: для шин 110 *кв* и выше $n_{1\ выкл}=2$, для шин 35 *кв* и ниже $n_{1\ выкл}=3$.

Среднее значение удельного ущерба

$$c_{ав.\ уд} = \frac{1}{c_{уд.\ макс}} \sum_i \lambda_i\, c_{ав.\ уд\ i}, \qquad (6\text{-}79)$$

где $c_{уд.макс}$ — максимальное значение удельного ущерба при нарушениях электроснабжения; $c_{ав.\ уд\ i}$ — удельный ущерб i-го потребителя при аварийных перерывах электроснабжения; λ_i — удельный вес нагрузки i-го потребителя в общей нагрузке потребителей.

В приложении П.6-1 приведены данные удельной повреждаемости и времени простоя при аварийных и плановых отключениях основных элементов электрических сетей 35—500 *кв*.

Если $\lambda_k \leqslant 0{,}4$, то для подсчета $\nu_{ав\,k}$ вместо формулы (6-78) можно воспользоваться приближенной формулой

$$\nu_{ав\,k} = t_k\, \lambda_k\, (1 - 0{,}5\lambda_k). \qquad (6\text{-}80)$$

Вероятный ущерб потребителей при аварийных перерывах электроснабжения в сети, состоящей из последовательно соединенных элементов,

$$У_{ав.\ п} = 1 - \prod_{k=1}^{a} (1 - У_{ав\,k}), \qquad (6\text{-}81)$$

где a — количество последовательно соединенных элементов; $У_{ав\,k}$ — относительное значение ущерба при аварийном простое k-го элемента, определяемое формулой (6-76).

При значениях $У_{ав\,k} \leqslant 0{,}01$ допустим подсчет по приближенной формуле:

$$У_{ав.\ п\,0} = \sum_k У_{ав\,k}. \qquad (6\text{-}82)$$

Абсолютное значение ущерба потребителей от аварийных перерывов электроснабжения

$$У_{ав.\ п} = c_{уд.\ макс}\, N_{макс.\ с}\, У_{ав.\ п}\, 8760. \qquad (6\text{-}83)$$

Чтобы определить ущерб потребителей при плановом простое последовательно соединенных элементов электрической сети, необходимо учесть возможность совмещения плановых — капитальных и

текущих — ремонтов элементов сети. Для этого составляется график плановых ремонтов последовательно соединенных элементов и для элементов с совпавшими периодами ремонтов принимается наибольшее время планового ремонта. Для пояснения приведем пример из методики Энергосетьпроекта.

Питающая сеть состоит из четырех последовательно соединенных элементов: воздушного выключателя 220 *кв*, линии электропередачи 220 *кв*, автотрансформатора 220/110/10 *кв* и масляного выключателя 110 *кв*.

В табл. 6-11 показан график плановых ремонтов на период максимального интервала между ремонтами $T_{макс} = 6$ лет.

Таблица 6-11

График ремонтов

Линия	Затраты времени на ремонт по годам, *ч*						Периодичность ремонта
	I	II	III	IV	V	VI	
Капитальный ремонт							
ВВ, 220 *кв*	250	—	250	—	250	—	1/2
ЛЭП, 220 *кв*	200	—	—	—	—	—	1/6
АТ, 220/110/10 *кв*	385	—	—	—	—	—	1/6
МВ, 110 *кв*	100	—	—	100	—	—	1/3
Текущий ремонт							
ВВ, 220 *кв*	—	63	—	63	—	63	1/1
ЛЭП, 220 *кв*	—	12	12	12	12	12	1/1
АТ, 220/110/10 *кв*	—	12	12	12	12	12	1/1
МВ, 110 *кв*	—	25	25	—	25	25	1/1

В рассматриваемой системе общее среднегодовое время плановых ремонтов (*отн. ед.*).

$$\nu_{с.пл} = \frac{t_{I\ пл} + t_{II\ пл} + \cdots + t_{n\ пл}}{T_р} = \frac{1}{T_р} \sum_{t=1}^{Tp} t_{t\ пл}. \qquad (6\text{-}84)$$

При этом общее время (*ч*) планового простоя

$$t_{пл.\ п} = \frac{385 + 63 + 250 + 100 + 250 + 63}{6} = 185\ ч/год,$$

а средняя периодичность составит 1/1.

В долях года продолжительность плановых простоев

$$\nu_{с.\ пл} = t_{пл}/8760.$$

Периодичность плановых ремонтов и их продолжительность указаны в табл. 6-11.

Ущерб от плановых перерывов электроснабжения для системы из последовательно соединенных элементов

$$У_{пос} = c_{пл.\ уд}\, \varepsilon\sigma N_0\, \nu_{с.\ пл}\, \beta_{мсс}\, \beta_{сут}; \qquad (6\text{-}85)$$

$$У_{пл.\ п} = c_{уд.\ макс}\, N_{макс.\ с}\, У_{пос}\, 8760, \qquad (6\text{-}85а)$$

где $c_{\text{пл. уд}}$ — определяются аналогично (6-79) и по данным приложения П.6-3; σ — коэффициент, учитывающий совпадение плановых ремонтов промышленных предприятий с плановыми ремонтами электрических сетей; $\nu_{\text{с.пл}}$ — длительность плановых простоев в долях года.

Данных о величине коффициента σ пока не имеется, поэтому рекомендуется учитывать ущерб от плановых перерывов электроснабжения только в конкретных случаях, для которых величина σ известна.

При аварийных отключениях элементов электрической сети из двух параллельных групп, в каждой из которых элементы соединены последовательно, ущерб потребителей (*отн. ед.*)

$$У_{\text{пар}} = N_0 \beta_{\text{мес}} \beta_{\text{сут}} \{c_{\text{ав 1}} [\varepsilon_1 \nu_{\text{ав1}} + (1-\varepsilon_1)(\nu^{(1)}_{\text{ав}\,2} + \nu^{(1)}_{\text{пл}\,2})] + c_{\text{ав 2}} [\varepsilon_2 \nu_{\text{ав 2}} + (1-\varepsilon_2)(\nu^{(2)}_{\text{ав}\,1} + \nu^{(2)}_{\text{пл}\,1})]\}, \quad (6\text{-}86)$$

где ε_1 и ε_2 — коэффициенты ограничения нагрузки потребителей при отключении элементов I и II групп, находятся на основе расчетов режимов электрических сетей с учетом допустимых перегрузок элементов сети; $\nu_{\text{ав1}}$ и $\nu_{\text{ав 2}}$ — вероятное время простоя I и II групп последовательно соединенных элементов:

$$\nu_{\text{ав 1}} = 1 - \prod_{k=1}^{b} (1-\nu_{1k}); \quad \nu_{\text{ав 2}} = 1 - \prod_{k=1}^{c} (1-\nu_{2k}), \quad (6\text{-}87)$$

при ν_{1k} и $\nu_{2k} \leqslant 0{,}01$ можно допустить, что

$$\nu_{\text{ав 1}} = \sum_{k=1}^{b} \nu_{1k}; \quad \nu_{\text{ав 2}} = \sum_{k=1}^{c} \nu_{2k}, \quad (6\text{-}87а)$$

ν_k — определяется по формуле (6-78) или (6-80); $\nu^{(1)}_{\text{ав}\,2}$ и $\nu^{(2)}_{\text{ав}\,1}$ — вероятное время аварийного простоя I и II групп в период аварийного простоя II и I групп:

$$\left.\begin{aligned} \nu^{(1)}_{\text{ав}\,2} &= \frac{\lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1+\lambda_2} t_1 (t_2 - 0{,}5t_1)(1-e^{-(\lambda_1+\lambda_2)}); \\ \nu^{(2)}_{\text{ав}\,1} &= 0{,}5 \frac{\lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1+\lambda_2} t_1^2 (1-e^{-(\lambda_1+\lambda_2)}), \end{aligned}\right\} \quad (6\text{-}88)$$

λ_1 и λ_2 — средние значения удельной повреждаемости последовательно соединенных элементов для I и II групп:

$$\lambda_1 = \sum_{k=1}^{b} \lambda_{1k}, \quad \lambda_2 = \sum_{k=1}^{c} \lambda_{2k}, \quad (6\text{-}89)$$

t_1 и t_2 — средние значения времени аварийного простоя для I и II групп из последовательных элементов:

$$t_1 = \frac{\sum_{k=1}^{b} t_{1k}(1-e^{-\lambda_{1k}})}{1-e^{-\lambda_1}}; \quad t_2 = \frac{\sum_{k=1}^{c} t_{2k}(1-e^{-\lambda_{2k}})}{1-e^{-\lambda_2}}. \quad (6\text{-}90)$$

Формулы (6.88) применяются при условии, что $t_1 < t_2$.

При $t_1 < t_{\text{р2}}$

$$\nu^{(1)}_{\text{пл}\,2} = \frac{1}{T_{\text{р2}}} t_1 (t_{\text{р2}} - 0{,}5t_1)(1-e^{-\lambda_1});$$

при $t_1 \geqslant t_{\text{р2}}$

$$\nu^{(1)}_{\text{пл}\,2} = 0{,}5 \frac{1}{T_{\text{р2}}} t^2_{\text{р2}} (1-e^{-\lambda}); \quad (6\text{-}91)$$

при $t_2 < t_{\text{р1}}$

$$\nu^{(2)}_{\text{пл}\,1} = \frac{1}{T_{\text{р1}}} t_2 (t_{\text{р1}} - 0{,}5t_2)(1-e^{-\lambda_2});$$

при $t_2 \geqslant t_{\text{р1}}$

$$\nu^{(2)}_{\text{пл}\,1} = 0{,}5 \frac{1}{T_{\text{р1}}} t^2_{\text{р1}} (1-e^{-\lambda_2}). \quad (6\text{-}92)$$

По методике Энергосетьпроекта в выражениях (6-91) и (6-92) значения $T_{\text{р1}}$ и $T_{\text{р2}}$ рекомендуется принимать равными единице, а $t_{\text{р1}}$ и $t_{\text{р2}}$ определить по формуле, аналогичной (6-84).

Для системы с последовательно и попарно параллельно соединенными между собой группами, в которых элементы соединены последовательно, относительное значение аварийного ущерба потребителей

$$У_{\text{с. ав}} = 1 - \left[1 - \prod_{z=1}^{n} (1 - У_{\text{пос}\,z})\right]\left[1 - \prod_{z=1}^{m} (1 - У_{\text{пар}\,z})\right], \quad (6\text{-}93)$$

где n — число последовательно соединенных групп; m — число пар, соединенных параллельно; $У_{\text{пос}\,z}$ и $У_{\text{пар}\,z}$ — относительные значения аварийных ущербов групп с последовательным соединением элементов и параллельных групп с последовательным соединением элементов в группах.

Суммарный ущерб в именованных единицах может быть подсчитан по формуле (6-83), если в нее вместо $У_{\text{ав.п}}$ подставить $У_{\text{с.ав}}$ и $У_{\text{пл. с}}$.

Затраты в энергосистеме на ремонт пострадавшего при аварии оборудования электрических сетей

$$З_{\text{с.р}} = \sum_{k=1}^{\psi} c_{\text{р}k} M_k (1-e^{-\lambda_k}), \quad (6\text{-}94)$$

где $c_{\text{р}k}$ — удельные затраты на ремонт того или иного вида оборудования; укрупненные показатели стоимости ремонта основных видов оборудования электрических сетей энергосистем приведены в табл. 6-12; M_k — количество однотипного оборудования; ψ — количество видов оборудования.

Таблица 6-12

Показатели стоимости ремонта для основных видов оборудования

Виды оборудования	Средняя стоимость ремонта, тыс. руб./отказ, для линий			
	500—330 *кв*	220 *кв*	110 *кв*	35 *кв*
Автотрансформаторы и трансформаторы	23,0	14,0	4,0	2,5
Выключатели воздушные	1,35	0,57	0,33	0,2
Выключатели масляные	—	0,9	0,2	0,03
Линии электропередачи	1,0	0,7	0,5	0,4

Общий ущерб находится как сумма ущербов потребителей от аварийного недоотпуска электроэнергии, плановых перерывов электроснабжения и затрат в энергосистеме по аварийному ремонту оборудования.

Среднегодовое значение ущерба за расчетный период $T_р$, приведенное к его началу,

$$c_{с.\,ав} = \frac{1}{T_р - 1} \sum \frac{З_{авt}}{(1+p_{норм})^{t-1}}, \qquad (6\text{-}95)$$

где $З_{ав\,t}$ — суммарный ущерб потребителей и энергосистемы от аварийных и плановых перерывов электроснабжения в t-м году; $t = 2$ — второй год расчетного периода, или первый год эксплуатации.

§ 6-7. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ О СОПОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТНЫХ ВАРИАНТОВ

Метод сравнения вариантов получил широкое распространение в проектировании различных сооружений. Задача поиска наилучшего варианта — один из важнейших этапов проектирования. Эта задача, к сожалению, не решается по каким-либо определенным правилам, ее решение требует сложной творческой работы коллектива проектировщиков. Одна из трудностей сравнения вариантов состоит в том, что количественно не всегда можно оценить все преимущества и недостатки сравниваемых вариантов. Например, иногда не поддаются непосредственной и всесторонней оценке такие важные показатели качества, как надежность, гибкость и простота эксплуатации.

Другая трудность метода — большое количество возможных вариантов решения; перебор всех возможных вариантов даже с помощью современных мощных вычислительных средств требует много времени и часто даже невозможен. Поэтому должны применяться оптимизационные модели, задачей которых является конструирование и объективный обзор на основании заданного экономического критерия лучших вариантов из всех возможных. В такую модель включаются укрупненные экономические показатели элементов сети и упрощенные критерии оценки технической допустимости вариантов, аналогичным тем, которыми пользуются опытные проектировщики при предварительной переработке вариантов. Техническая пригодность сравниваемых вариантов оценивается на основе опыта и умения проектировщика с использованием упрощенных критериев и элементарных расчетов.

В процессе решения задачи оптимизации схемы сети целесообразно выделить и последовательные стадии:

предварительную разработку конкурентно-способных вариантов с выбором номинальных напряжений и схем сети;

детальный технический анализ отобранных вариантов и уточнение их технических параметров;

окончательную оценку вариантов и принятие решения по схеме.

При разработке вариантов надо обращать внимание на экономичность решений, наибольшую целесообразность схем. Излишне намечать много вариантов, вполне достаточно после тщательного анализа оставить 4—5 вариантов. При этом обычно следует отдавать предпочтение более простым схемам, переходя к более сложным только в том случае, когда это необходимо по техническим и экономическим требованиям. Экономически целесообразно сравнивать между собой только такие варианты, которые в равной степени удовлетворяют техническим требованиям. Однако допустимо сравнивать технически удовлетворительные варианты, отличающиеся по таким техническим показателям, как надежность электроснабжения и качество электроэнергии, если это приемлемо для потребителей. Из намеченных вариантов путем предварительного анализа и оценки отбираются лучшие, конкурентоспособные и сравниваются. При отсутствии достаточного опыта разработки нескольких обоснованных вариантов и предварительный выбор наилучших вариантов сложен. Для примера укажем некоторые рекомендации при выборе схемы электроснабжения. Намечаемые варианты не следует выбирать случайно, каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т. д.).

Разработку вариантов электроснабжения рекомендуется выполнять в несколько этапов:

выделить подстанции, потребители которых требуют 100% резерва по сети, предварительно рассмотрев, какими путями может быть выполнено это требование;

выделить подстанции, расположенные вблизи друг от друга и от центра питания, а также более удаленные подстанции. Такое разделение дает возможность наметить подстанции, которые целесообразно объединить общей сетью. Электроснабжение удаленных подстанций можно осуществить отдельными линиями;

определить хотя бы приближенно потоки мощности по отдельным линиям. Не следует допускать малозагруженных линий. Наличие их — признак того, что вариант выбран неудовлетворительно;

оценить послеаварийные режимы. Рассмотреть аварии, которые приводят к наибольшему уменьшению передаваемой мощности и снижению напряжения;

приближенно определить наибольшие потери напряжения в сети. Так как сечения проводов еще не выбраны, можно найти потери напряжения исходя из средних значений удельных активного и реактивного сопротивлений линий: $r_0 = 0{,}2 \div 0{,}5$ *ом/км* и $x_0 = 0{,}4$ *ом/км*. При одинаковом напряжении сети предварительно можно отобрать варианты на основе сравнения длин линий и трасс, протяженностей двухцепных линий, числа выключателей на подстанциях, величин наибольших падений напряжений, надежности электроснабжения потребителей и гибкости сети — возможности производства переключений без перерывов в электроснабжении и возможности дальнейшего расширения сети. Длину линий и трасс надо определять с учетом их непрямолинейности. Действительные длины принимаются на 10% больше длин, измеренных по прямой линии.

Если сравниваются варианты с разными напряжениями, то дополнительно следует подсчитать капиталовложения на их выполнение: стоимость линий, ячеек выключателей и трансформаторов подстанций.

Решающее значение при сравнении вариантов имеют экономические показатели. В качестве основного экономического критерия принимаются приведенные затраты. Наивыгоднейшим считается вариант, имеющий наименьшие приведенные затраты.

Непременным условием сопоставимости стоимостных показателей следует считать исчисление их в единых ценах и приведение к одинаковому энергетическому эффекту. При этом следует учитывать, что сравниваемые варианты могут иметь различные расходы энергии на собственные нужды и различные потери по передаче и распределению энергии. Полезный эффект народному хозяйству дает только та энергия, которая доведена до потребителя. Поэтому все сравниваемые варианты энергосистемы должны приводиться к единому полезному отпуску энергии потребителю как по количеству, так и по качеству.

Для обеспечения сопоставимости вариантов учитываются и экономически оцениваются мероприятия, обеспечивающие выполнение одинаковых требований. При оценке стоимости электропередач принимается во внимание и материал опор, который в сопоставляемых вариантах должен быть одинаковым.

При разной степени надежности сравниваемых вариантов учитываются ущербы от вероятного недоотпуска электроэнергии; величина ущерба от ожидаемого перерыва электроснабжения прибавляется к приведенным затратам.

При сравнении вариантов объектов, сооружаемых одновременно и не имеющих существенных изменений за рассматриваемый период эксплуатации, приведенные затраты подсчитываются по выражению (6-63).

В случае сопоставления вариантов, в которых рассматривается развитие электрических сетей во времени, «Методические указания к технико-экономическим расчетам» Энергосетьпроекта (1972 г.) рекомендуют определять приведенные затраты ($З$) с учетом разновременности капитальных вложений и изменения ежегодных издержек по формуле

$$З = \sum_{1}^{T} \frac{p_{\text{норм}} K_t + \Delta И_t}{(1 + p_{\text{норм. пр}})^{t-1}}, \qquad (6\text{-}96)$$

где K_t — капитальные вложения в t-м году; $\Delta И_t = И_t - И_{t-1}$ — изменение издержек в каждом году расчетного периода по сравнению с предыдущим; T — расчетный период, в котором 1-й год соответствует году окончания строительства 1-го объекта, а последний — году, по прошествии которого передаваемая мощность принимается неизменной — капитальные вложения не производятся, а ежегодные годовые эксплуатационные расходы остаются постоянными; $1/(1 + p_{\text{норм. пр}})^{t-1}$ — множитель для приведения затрат к t-му году расчетного периода при нормативном коэффициенте приведения разновременных затрат $p_{\text{норм. пр}} = 0{,}08$.

При сопоставлении вариантов, в которых развитие электрической сети намечается этапами с интервалами в три года и более, приведенные затраты допускается подсчитывать по выражению

$$З = p_{\text{норм}} K_1 + И_1 + \frac{p_{\text{норм}} K_2 + \Delta_2 И}{(1 + p_{\text{норм. пр}})^{T_2 - 1}} + \frac{p_{\text{норм}} K_3 + \Delta И_3}{(1 + p_{\text{норм. пр}})^{T_3 - 1}} + \ldots, \qquad (6\text{-}97)$$

или в общем виде

$$З = \sum_{n=1}^{m} \frac{p_{\text{норм}} K_n + \Delta И_n}{(1 + p_{\text{норм. пр}})^{T_n - 1}}, \qquad (6\text{-}97а)$$

где m — число этапов капиталовложений; K_n — капитальные затраты на n-м этапе; $\Delta И_n = И_n - И_{n1}$ — прирост издержек на данном этапе по сравнению с предыдущим, включая стоимость потерь электроэнергии; T_n — год расчетного периода, соответствующий n-му этапу.

В сопоставляемых вариантах развитие сети рассматривается за один и тот же период времени. Для основных сетей объединенных энергетических систем берется период 10—15 лет, для распределительных сетей — 5—10 лет. Для сети, предназначенной осуществлять электроснабжение отдельных потребителей, выдачу мощности электростанций или какие-либо другие местные задачи электроснабжения, рассматриваемый период определяется условиями освоения проектной мощности тех объектов, с которыми непосредственно связано сооружение проектируемых сетей.

Капитальные затраты рассчитываются из условия, что электросетевые объекты сооружаются в течение одного года. Для электропередач напряжением 500 *кв* и выше, протяженностью 400 *км* и более, а также для подстанций мощностью 1000 *Мв · а* и более и для протяженных линий электропередачи всех напряжений, сооружаемых в условиях Крайнего Севера, труднодоступных горных районах, имеющих сложные переходы, капитальные затраты определяются суммой распределенных по годам строительства средств с учетом их «замораживания» до

ввода объекта. При этом Энергосетьпроект рекомендует подсчитывать капитальные вложения по формуле

$$K = K'\beta_t,$$

где K' — арифметическая сумма распределенных по годам средств; β_t — повышающий коэффициент, учитывающий «замораживание» капиталовложений; находится согласно рис. 6-11.

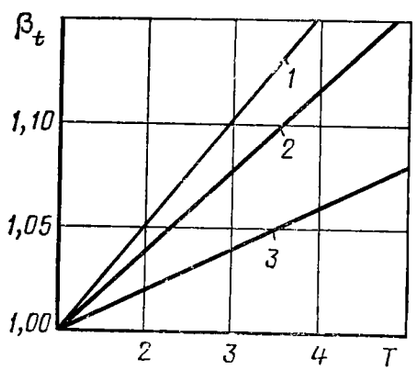


Рис. 6-11

На рисунке прямая *1* означает верхний предел; *2* — нижний предел; *3* — равномерное распределение затрат по годам.

В общем случае для объекта, сооружаемого T лет,

$$\beta_T = \sum_{t=1}^{n} K_t (1 + p_{\text{норм. пр}})^{n-t},$$

где K_t — капитальные затраты по годам строительства в долях от полной стоимости сооружения.

Варианты, у которых различие приведенных затрат составляет менее 3—5%, считаются равноэкономичными. В зоне равноэкономичности варианты выбираются на основе инженерной оценки качеств (перспективности, надежности, конъюнктуры получения оборудования и т. п.), которые не могут быть полностью учтены в экономическом сравнении. Если разница приведенных затрат более 3—5% и вариант с меньшими приведенными затратами имеет лучшие качественные характеристики — надежность, пропускную способность и др., — то варианты могут не приводиться к экономически сопоставимому виду.

§ 6-8. ОПТИМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Электропередачи, выполняющие функции транзита энергии и межсистемной связи, служат основными структурными элементами энергетических систем.

Экономичность электропередачи характеризуется соотношением капиталовложений и стоимости потерь электроэнергии. По существу решение задач по выбору экономичных параметров электропередачи связано с рациональным распределением суммарных затрат между отдельными составляющими и, в частности, с определением оптимального соотношения между стоимостью потерь электроэнергии и отчислениями от капитальных затрат. Изложим некоторые соображения о поиске оптимального значения этого соотношения по условиям минимума расчетной стоимости передачи электроэнергии*.

* Эти соображения следует рассматривать как дополение к основам технико-экономических расчетов электрических сетей, изложенных в т. II серии «Электрические системы». Под ред. В. А. Веникова.

Расчетная стоимость передачи электрической энергии по линии

$$c_{\text{п.л}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l}{P T_{\text{нб}}} + \frac{\Delta P \tau \beta}{P T_{\text{нб}}}, \qquad (6\text{-}98)$$

где $p_{\text{л}}$ — ежегодные отчисления от стоимости линии; включают в себя расходы на амортизацию ($p_{\text{а}}$), расходы на эксплуатацию ($p_{\text{э}}$) и отчисления по нормативному коэффициенту эффективности капиталовложений (p_0); K_1 — стоимость 1 *км* линии; l — длина линии электропередачи; $T_{\text{нб}}$ — число часов использования наибольшей нагрузки; ΔP — потери мощности в линии в максимальном режиме; τ — число часов максимальных потерь; β — стоимость 1 *квт · ч* энергии удаленной электростанции; P — передаваемая мощность в максимальном режиме.

Потери мощности в линии

$$\Delta P = P^2 r_0 l / (U^2 \cos^2 \varphi).$$

Выразим отношение $\Delta P/P$ через к. п. д. линии $\eta_{\text{л}}$:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{P r_0 l}{U^2 \cos^2 \varphi} = \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}, \qquad (6\text{-}99)$$

откуда

$$P = \frac{U^2 \cos^2 \varphi}{r_0 l} \cdot \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}. \qquad (6\text{-}100)$$

Подставляя выражения (6-99) и (6-100) в (6-98), получим

$$c_{\text{п. л}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{нб}}} \cdot \frac{\eta_{\text{л}}}{1 - \eta_{\text{л}}} + \frac{(1 - \eta_{\text{л}}) \tau \beta}{\eta_{\text{л}} T_{\text{нб}}}. \qquad (6\text{-}101)$$

Значение к. п. д. линии $\eta_{\text{л}}$, соответствующее минимальной стоимости передачи электроэнергии, называется *экономическим к. п. д.* $\eta_{\text{л. эк}}$.

Найдем экономический к. п. д. линии из условия

$$\frac{dc_{\text{п. л}}}{d\eta_{\text{л}}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{нб}}} \cdot \frac{1}{(1 - \eta_{\text{л. эк}})^2} + \frac{\tau \beta (-1)}{T_{\text{нб}} \eta_{\text{л}}^2} = 0 \qquad (6\text{-}102)$$

или

$$\frac{1}{(1 - \eta_{\text{л.эк}})^2} \cdot \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{нб}}} = \frac{\tau \beta}{T_{\text{нб}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{л. эк}}^2}.$$

Обозначим

$$l_{\text{кр}}^2 = (U^2 \cos^2 \varphi \tau \beta) / (p_{\text{л}} K_1 r_0), \qquad (6\text{-}103)$$

тогда вместо (6-102) получим

$$l^2 / l_{\text{кр}}^2 = (1 - \eta_{\text{л. эк}})^2 / \eta_{\text{л. эк}}^2$$

или

$$l / l_{\text{кр}} = (1 - \eta_{\text{л. эк}}) / \eta_{\text{л. эк}}. \qquad (6\text{-}104)$$

Используя свойство пропорции, запишем

$$(l + l_{\text{кр}}) / l_{\text{кр}} = 1 / \eta_{\text{л. эк}},$$

откуда экономический к. п. д. линии

$$\eta_{\text{л. эк}} = l_{\text{кр}}/(l + l_{\text{кр}}), \tag{6-105}$$

где согласно (6-103)

$$l_{\text{кр}} = U \cos\varphi \sqrt{\tau\beta/(p_{\text{л}} K_1 r_0)}. \tag{6-106}$$

Величина $l_{\text{кр}}$, как видно из (6-104), имеет размерность длины; назовем ее *критериальной длиной*. Физическая сущность $l_{\text{кр}}$ следует из формулы (6-105): критериальная длина — это длина линии, при которой экономический к. п. д. $\eta_{\text{л. эк}} = 0{,}5$.

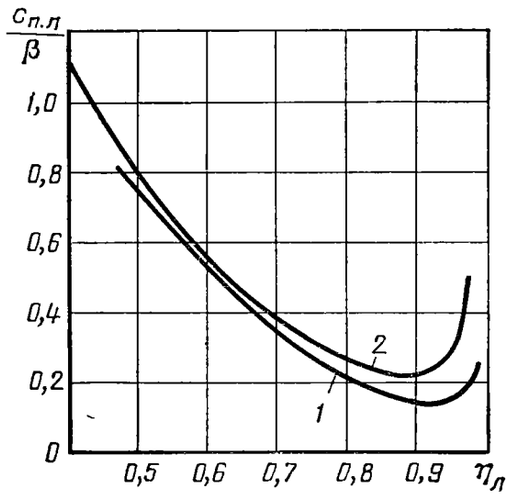


Рис. 6-12

Формула критериальной длины может быть также получена с учетом компенсирующих устройств; в этом случае она имеет более сложный вид. Однако стоимость компенсирующих устройств составляет небольшую долю стоимости передачи электрической энергии и учет ее в выражении критериальной длины, как показали исследования, не вносит больших изменений в расчеты. Учет компенсирующих устройств при подсчете критериальной длины несколько уменьшает ее значение, но не более чем на 5—7%.

Выразим стоимость передачи электрической энергии через критериальную длину:

$$c_{\text{п}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2\varphi T_{\text{нб}}} \cdot \frac{\eta_{\text{л}}}{1-\eta_{\text{л}}} + \frac{(1-\eta_{\text{л}})\tau\beta}{\eta_{\text{л}} T_{\text{нб}}} + c_{\text{пс}},$$

или

$$c_{\text{п}} = \frac{\tau\beta}{T_{\text{нб}}}\left(\frac{l^2 p_{\text{л}} K_1 r_0}{\tau\beta U^2 \cos^2\varphi} \cdot \frac{\eta_{\text{л}}}{1-\eta_{\text{л}}} + \frac{1-\eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}\right) + c_{\text{пс}},$$

где $c_{\text{пс}}$ — стоимость передачи электрической энергии через повысительную и понизительную подстанции.

Используя выражение (6-103), получим

$$c_{\text{п}} = \frac{\tau\beta}{T_{\text{нр}}}\left(\frac{l^2}{l_{\text{кр}}^2} \cdot \frac{\eta_{\text{л}}}{1-\eta_{\text{л}}} + \frac{1-\eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}\right) + c_{\text{пс}}. \tag{6-107}$$

На рис. 6-12 построена зависимость относительной расчетной стоимости передачи электроэнергии $c_{\text{п.л}}/\beta$ от к. п. д. $\eta_{\text{л}}$ для линии электропередачи напряжением 500 *кв*, протяженностью 1000 *км* (кривая *1*) и для линии 750 *кв*, 2000 *км* (кривая *2*). Кривые имеют отчетливо выраженный минимум, который дает наименьшее значение расчетной стоимости передачи электроэнергии. Найдем аналитическое выражение для минимального значения.

Подставляя в (6-107) выражение (6-104) и экономический к. п. д., получим минимальную стоимость передачи электрической энергии

$$c_{\text{п. мин}} = \frac{\tau\beta}{T_{\text{нб}}}\left[\frac{(1-\eta_{\text{л. эк}})^2}{\eta_{\text{л. эк}}^2} \cdot \frac{\eta_{\text{л. эк}}}{1-\eta_{\text{л. эк}}} + \frac{1-\eta_{\text{л. эк}}}{\eta_{\text{л. эк}}}\right] + c_{\text{пс}},$$

или

$$c_{\text{п. мин}} = \beta \frac{2\tau}{T_{\text{нб}}} \cdot \frac{1-\eta_{\text{л. эк}}}{\eta_{\text{л. эк}}} + c_{\text{пс}}.$$

Окончательно

$$c_{\text{п. мин}} = 2\beta \frac{\tau}{T_{\text{макс}}} \cdot \frac{l}{l_{\text{кр}}} + c_{\text{пс}}. \tag{6-108}$$

Как видно из (6-108), с увеличением дальности для сохранения стоимости передачи электроэнергии требуется соответственно повышать критериальную длину. Пути такого повышения указывает формула (6-106): достичь существенного улучшения экономических показателей электропередачи можно за счет выбора мощности, напряжения линии и сечения проводов. Необходимо, по возможности, стремиться к тому, чтобы передаваемая мощность соответствовала минимуму стоимости передачи электроэнергии.

Формула (6-108) дает весьма наглядное представление об изменении стоимости передачи электроэнергии в зависимости от дальности, а также позволяет выяснить возможности снижения стоимости передачи за счет повышения напряжения линии.

С увеличением дальности стоимость передачи электроэнергии на 1 *км* уменьшается. Действительно, из выражения (6-108) получим стоимость передачи электроэнергии на 1 *км*:

$$\frac{c_{\text{п. мин}}}{l} = \frac{c_{\text{пс}}}{l} + 2\beta \frac{\tau}{T_{\text{нб}}} \cdot \frac{1}{l_{\text{кр}}}. \tag{6-109}$$

Первый член этого выражения уменьшается с увеличением расстояния. Уменьшается и второй член, так как с увеличением расстояния приходится повышать напряжение линии и увеличивать сечение проводов, чему соответствует увеличение критериальной длины $l_{\text{кр}}$.

Экономический к. п. д. $\eta_{\text{эк}}$ и критериальная длина $l_{\text{кр}}$ позволяют определить оптимальное соотношение капиталовложений и стоимости потерь электроэнергии, а также найти минимальную стоимость передачи электроэнергии, соответствующую этому соотношению.

В отличие от рассматриваемого [Л.2] понятия наибольшего к. п. д., которое носит режимный характер, величина экономического к. п. д. является чисто расчетным, критериальным параметром, позволяющим определить минимальную расчетную стоимость передачи электроэнергии.

П.6-1. Удельная повреждаемость и время простоя при аварийных и плановых отключениях основных элементов электрической сети

Наименование элементов и их характеристики	Аварийные отключения		Плановые отключения	
	Удельная повреждаемость	Время простоя (1/год)·10⁻³	Время простоя при капитальном ремонте (1/год)·10⁻³	Время простоя при текущем ремонте (1/год)·10⁻³
Воздушные линии электропередачи				
А. Устойчивые отказы				
отказ/100 *км·год*				
500 кв, одноцепные				
220 кв	0,560	1,689	37,1	3,880
одноцепные:				
а) металлические опоры	1,190	0,936	22,8	1,370
б) железобетонные опоры	1,190	0,936	22,8	4,220
двухцепные:				
а) при отключении одной цепи				
опоры металлические	0,960	0,151	22,8	1,370
б) при отключении обеих цепей				
опоры металлические	0,240	4,000	22,8	1,370
опоры железобетонные	0,240	4,000	22,8	1,370
110 кв				
одноцепные:				
а) металлические опоры	1,220	0,502	27,4	1,480
б) железобетонные опоры	1,220	0,502	27,4	3,200
двухцепные:				
а) при отключении одной цепи:				
опоры металлические	1,182	0,407	27,4	1,480
опоры железобетонные	1,182	0,407	27,4	3,200
б) при отключении обеих цепей:				
опоры металлические	0,056	2,38	—	—
опоры железобетонные	0,048	2,74	—	—
35 кв				
одноцепные:				
а) металлические опоры	1,000	0,835	—	1,480
б) железобетонные опоры	1,000	0,835	—	1,480
двухцепные:				
а) при отключении одной цепи:				
опоры металлические	0,977	0,775	2,74	1,480
опоры железобетонные	0,977	0,775	2,74	1,480
б) при отключении обеих цепей:				
опоры металлические	0,036	2,34	—	—
опоры железобетонные	0,027	2,96	—	—

Наименование элементов и их характеристики	Аварийные отключения		Плановые отключения	
	Удельная повреждаемость	Время простоя (1/год)·10⁻³	Время простоя при капитальном ремонте (1/год)·10⁻³	Время простоя при текущем ремонте (1/год)·10⁻³
Б. Самовосстанавливающиеся отказы (ликвидируемые с помощью АПВ и РПВ, отказ/100, *км·год*:				
500 кв	0,370	2,960	—	—
220 кв	0,930	2,960	—	—
110 кв	2,420	2,960	—	—
35 кв	2,200	2,960	—	—
Трансформаторы и автотрансформаторы, отказ/шт.·год:				
500 кв	0,036	194,067	50,0	1,650
220 кв	0,063	58,790	44,0	1,370
110 кв	0,056	64,500	37,1	1,370
35 кв	0,015	45,500	15,1	1,140
Время перерыва электроснабжения при замене автотрансформатора *500 кв*:				
а) при наличии на подстанции резервной фазы	—	0,685	0,685	—
б) при установке новой фазы автотрансформатора и трансформатора:		42,300	0,685	
220 кв	—	25,700	0,685	—
110 кв	—	20,000		—
35 кв	—	17,100	0,685	—
Выключатели, отказ/шт.·год				
Воздушные				
500 кв				
линейные	0,260	4,566	54,2	13,800
трансформаторные и междушинные	0,188	4,566	54,2	13,800
220 кв				
линейные	0,360	2,397	28,6	7,200
трансформаторные и междушинные	0,270	2,397	28,6	7,200
110 кв				
линейные	0,110	1,142	13,1	3,310
трансформаторные и междушинные	0,056	1,142	13,1	3,310
35 кв				
линейные	0,180	1,142	8,0	2,050
трансформаторные и междушинные	0,060	1,142	8,0	2,050

Продолжение

Наименование элементов и их характеристики	Аварийные отклонения		Плановые отклонения	
	Удельная повреждаемость	Время простоя $(1/год)\cdot 10^{-3}$	Время простоя при капитальном ремонте $(1/год)\cdot 10^{-3}$	Время простоя при текущем ремонте $(1/год)\cdot 10^{-3}$
10 кв				
линейные	0,015	0,570	4,0	1,140
трансформаторные и междушинные	0,005	0,570	4,0	1,140
Масляные				
220 кв				
линейные	0,093	2,626	14,3	3,540
трансформаторные и междушинные	0,042	2,626	14,3	3,540
*110 кв**				
линейные	0,041	2,169	11,4	2,850
трансформаторные и междушинные	0,005	2,169	11,4	2,850
*35 кв**				
линейные	0,020	2,160	3,42	0,915
трансформаторные и междушинные	0,007	2,160	3,42	0,915
*6—10 кв**				
линейные	0,006	1,710	2,25	0,600
трансформаторные и междушинные	0,002	1,710	2,25	0,600
В. Время перерыва электроснабжения при шунтировании отказавшего выключателя:				
а) при наличии второй или обходной системы шин	—	0,057	—	—
б) при сооружении шунтовых перемычек	—	1,260	—	—
Отделители и короткозамыкатели, отказ/шт.·год:				
220 кв	0,030	0,800	2,51	0,650
110 кв	0,018	0,342	1,26	0,320
35 кв	0,012	0,340	0,8	0,195
Сборные шины, отказ/шт.×год:				
500 кв	0,018	0,685	—	0,663
220 кв	0,018	0,343	—	0,308
110 кв	0,018	0,228	—	0,228
35 кв	0,024	0,228	—	0,228
6—10 кв	0,028	0,228	—	0,228
Г. Вероятность развития аварии на СШ при повреждении выключателей, отказ/шт.·год	0,0035	0,228	—	—

Примечания: 1. Периодичность капитального ремонта: а) для воздушных линий электропередач и трансформаторов — 1/6 1/год; б) для выключателей — 1/2 1/год, кроме случаев, отмеченных в таблице знаком «*», для которых периодичность равна 1/3 1/год; в) для отделителей и короткозамыкателей — 1/3 1/год.

2. Периодичность текущего ремонта — 1/1 1/год.

П. 6-2. Значения показательной функций

$x=0{,}000\div 0{,}099$

x	0	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009
0,00	1,000	0,999	0,998	0,997	0,996	0,995	0,994	0,993	0,992	0,991
0,01	0,990	0,989	0,988	0,987	0,986	0,985	0,984	0,983	0,982	0,981
0,02	0,980	0,979	0,978	0,977	0,976	0,975	0,974	0,973	0,972	0,971
0,03	0,970	0,970	0,968	0,968	0,967	0,966	0,965	0,964	0,963	0,962
0,04	0,961	0,960	0,959	0,958	0,957	0,956	0,955	0,954	0,953	0,952
0,05	0,951	0,950	0,949	0,948	0,947	0,946	0,946	0,945	0,944	0,943
0,06	0,942	0,941	0,940	0,939	0,938	0,937	0,936	0,935	0,934	0,933
0,07	0,932	0,932	0,930	0,930	0,929	0,928	0,927	0,926	0,925	0,924
0,08	0,923	0,922	0,921	0,920	0,919	0,918	0,918	0,917	0,916	0,915
0,09	0,914	0,913	0,912	0,911	0,910	0,909	0,908	0,908	0,907	0,906

$x=0{,}10\div 1{,}39$

x	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,1	0,905	0,896	0,887	0,878	0,869	0,861	0,852	0,844	0,835	0,827
0,2	0,819	0,811	0,802	0,794	0,787	0,779	0,771	0,763	0,756	0,748
0,3	0,741	0,733	0,726	0,719	0,712	0,705	0,698	0,691	0,684	0,677
0,4	0,670	0,664	0,657	0,650	0,644	0,638	0,631	0,625	0,619	0,613
0,5	0,606	0,600	0,594	0,589	0,583	0,577	0,571	0,566	0,560	0,554
0,6	0,549	0,543	0,538	0,533	0,527	0,522	0,517	0,512	0,507	0,502
0,7	0,497	0,492	0,487	0,482	0,477	0,472	0,468	0,463	0,458	0,453
0,8	0,449	0,445	0,440	0,436	0,432	0,427	0,423	0,419	0,415	0,411
0,9	0,407	0,402	0,398	0,395	0,391	0,387	0,383	0,379	0,375	0,372
1,0	0,368	0,364	0,361	0,357	0,354	0,348	0,346	0,343	0,340	0,336
1,1	0,333	0,330	0,326	0,323	0,320	0,317	0,314	0,310	0,397	0,304
1,2	0,301	0,298	0,295	0,292	0,289	0,286	0,284	0,281	0,278	0,275
1,3	0,272	0,270	0,267	0,264	0,262	0,259	0,267	0,254	0,252	0,249

$x=1{,}40\div 2{,}50$

x	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
1,4	0,247	0,244	0,242	0,239	0,237	0,235	0,232	0,230	0,228	0,225
1,5	0,223	0,221	0,219	0,216	0,214	0,212	0,210	0,208	0,206	0,204
1,6	0,202	0,200	0,198	0,196	0,194	0,192	0,190	0,188	0,186	0,184
1,7	0,183	0,181	0,179	0,177	0,176	0,174	0,172	0,170	0,169	0,167
1,8	0,165	0,164	0,162	0,160	0,159	0,157	0,156	0,154	0,153	0,151
1,9	0,150	0,148	0,147	0,145	0,144	0,142	0,141	0,140	0,138	0,137
2,0	0,135	0,134	0,133	0,131	0,130	0,129	0,128	0,126	0,125	0,124
2,1	0,122	0,121	0,120	0,119	0,118	0,116	0,115	0,114	0,113	0,112
2,2	0,111	0,110	0,109	0,108	0,106	0,105	0,104	0,103	0,102	0,101
2,3	0,100	0,099	0,098	0,097	0,096	0,095	0,094	0,093	0,093	0,092
2,4	0,091	0,090	0,089	0,088	0,087	0,086	0,085	0,085	0,084	0,083
2,5	0,082	0,081	0,08	0,080	0,079	0,078	0,077	0,076	0,076	0,075

П.6-3. Расчетные удельные ущербы от перерывов электроснабжения промышленных предприятий

Отрасли народного хозяйства и промышленность	Ущербы от перерывов электроснабжения, *руб/квт·ч*				
		аварийные отключения			
	Плановые отключения	до 0,1 *ч* (АПВ, РПВ, АВР, релейная защита)	до 0,5 *ч* (перевод на вторую обходную систему шин)	до 3,0 *ч* (нарушение устойчивости системы)	Математическое ожидание ущерба при отказе элементов электрической сети на время более 3,0 *ч*
Угледобыча шахтная	0,38	1,22	1,37	0,70	0,43
Добыча и обогащение железной руды	0,36	12,11	1,80	0,58	0,44
Добыча медной руды (шахтная)	0,17	1,72	0,32	0,18	0,16
Электроемкая промышленность:					
а) глинозем	1,90	16,80	13,80	4,70	4,70
б) электролиз алюминия	0,26	1,66	1,46	1,14	1,14
Металлургия:					
а) прокат	0,09	0,15	0,28	0,17	0,15
б) электросталь	0,09	0,39	0,31	0,24	0,23
в) прокат труб	0,46	13,48	4,54	0,68	0,35
г) ферросплавы	0,09	4,65	1,85	1,22	1,10
д) трансформаторная сталь	0,08	2,58	1,49	1,29	1,24
Тяжелое машиностроение	0,50	45,30	1,28	1,57	1,37
Прочее машиностроение:					
а) станкостроение	0,39	8,50	1,64	0,45	0,26
б) электромашиностроение (крупные генераторы)	6,95	13.58	6,58	6,95	2,4
в) электропромышленность (двигатели средней мощности), в том числе цеха:	0,67	26,70	5,10	1,16	1,01
литейный	1,93	27,50	1,95	3,00	0,31
кузнечный	1,93	6,60	4,25	2,35	0,88
термический	3,00	5,10	3,45	5,40	1,47
инструментальный	0,66	151,00	2,10	2,00	1,79
сборочный	0,69	290,00	8,80	2,27	1,94
г) сельскохозяйственное машиностроение	0,49	8,90	8,95	0,98	0,85
д) прочие предприятия машиностроения и металлообработки	0,47	2,40	0,80	0,47	0,41
Химия:					
а) производство аммиака (электрокомбинат)	5,18	6,80	1,25	5,30	0,54
б) производство соды	0,63	330,93	48,18	14,30	4,66
в) серная кислота, суперфосфат	0,38	3,46	0,89	0,64	0,49
г) азотно-туковое производство	0,50	19,58	1,18	0,78	0,25
д) фосфорные соли	0,19	0,24	0,24	0,20	0,20
е) карбид	0,14	4,84	2,65	0,98	0,85
Резинотехническая промышленность:					
а) производство шин	0,25	26,43	4,68	0,95	0,74
б) резинотехнические изделия	0,11	3,13	3,49	1,35	1,25
в) асбест	0,14	4,80	0,57	0,43	0,32

Продолжение

Отрасли народного хозяйства и промышленность	Ущербы от перерывов электроснабжения, *руб/квт·ч*				
		аварийные отключения			
	Плановые отключения	до 0,1 *ч* (АПВ, РПВ, АВР, релейная защита)	до 0,5 *ч* (перевод на вторую обходную систему шин)	до 3,0 *ч* (нарушение устойчивости системы)	Математическое ожидание ущерба при отказе элементов электрической сети на время более 3,0 *ч*
Бумажная промышленность:					
а) целлюлоза	1,57	140,93	5,18	3,72	0,37
б) производство бумаги	0,18	4,59	0,83	0,27	0,26
Деревообрабатывающая промышленность	0,65	3,45	1,11	0,65	0,57
Текстильная промышленность:					
а) производство пряжи	0,36	16,89	0,70	0,36	0,32
б) производство тканей	0,63	10,00	2,04	0,69	0,63
в) ситценабивное и отделочное производство	0,48	211,00	115,07	15,30	9,86
Легкая промышленность	1,17	10,52	2,87	1,42	1,19
Пищевая промышленность:					
а) хлебозавод	12,70	9,79	9,79	190,20	68,50
б) мелькомбинат	0,66	0,66	10,72	2,13	0,72
в) консервный завод	0,16	0,16	12,67	17,76	9,70
г) прочие предприятия пищевой промышленности	0,76	2,10	1,05	0,76	0,71
Промстройматериалы	0,44	2,94	0,83	0,44	0,39
Прочие отрасли промышленности	0,91	3,32	1,26	0,91	0,85
Сельскохозяйственное производство:					
а) зерновое	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
б) животноводческое	0,57—0,65	0,57—0,65	0,57—0,65	0,57—0,65	0,57—0,65
в) смешанное	0,47—0,74	0,47—0,74	0,47—0,74	0,47—0,74	0,47—0,74

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. А. Мелентьев, Е. О. Штейнгауз. Экономика энергетики СССР. Госэнергоиздат, 1963.
2. Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. I, II, III. «Высшая школа», 1970, 1971, 1972.
3. Е. Г. Поспелов. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач переменного тока. «Вышэйшая школа», Минск, 1967.
4. Е. Г. Поспелов. Алгоритм определения потерь мощности и энергии от перетоков реактивной мощности в протяженных линиях электропередач. «Электричество», 1974, № 8.
5. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР. АН СССР, Госпланиздат, 1969.
6. Методические указания к технико-экономическим расчетам при выборе схем и параметров электрических сетей 35 *кв* и выше. Энергосетьпроект, 1972.
7. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 *кв* и выше. МЭиЭ, 1972.
8. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем. МЭиЭ, 1972.
9. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35—750 *кв*. МЭиЭ, 1972.

ГЛАВА 7 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕГО РЕГУЛИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

§ 7-1. СВЯЗЬ БАЛАНСА МОЩНОСТИ С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Основными особенностями электроэнергетических систем являются практически мгновенная передача энергии от источников к потребителям и невозможность накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии, причем генераторы электростанций в каждый момент и промежуток времени установившегося режима вырабатывают столько энергии, сколько в этот момент или период времени требуют все потребители электроэнергии.

При генерации и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. Это условие может быть записано в виде равенств

$$P_г = \sum P_н + \sum P_{с.н} + \sum \Delta P_с = \sum P_п; \qquad (7\text{-}1)$$

$$Q_г = \sum Q_н + \sum Q_{с.н} + \sum \Delta Q_с = \sum Q_п, \qquad (7\text{-}2)$$

где $P_г$ и $Q_г$ — генерируемая соответственно активная и реактивная мощности; $\Sigma P_н$ и $\Sigma Q_н$ — активная и реактивная мощности потребителей; $\Sigma P_{с.н}$ и $\Sigma Q_{с.н}$ — суммарная активная и реактивная мощности собственных нужд электрических станций системы; $\Sigma \Delta P_с$ — потери активной мощности в сетях; $\Sigma \Delta Q_с$ — алгебраическая сумма потерь реактивной мощности в сетях и зарядной мощности линий; $\Sigma P_п$ и $\Sigma Q_п$ — суммарное потребление мощности.

Уравнения (7-1) и (7-2) определяют так называемый баланс мощности в электрической системе*, который является составной частью баланса мощности энергетической системы, учитывающего выработку не только электрической энергии, но также и тепла.

При неизменном составе нагрузок в системе потребляемая ими мощность является функцией частоты переменного тока и напряжений на шинах нагрузки. Соответствующие зависимости представляются статическими характеристиками* по частоте и напряжению. Эти характеристики устанавливают изменения активной и реактивной мощности отдельных нагрузок и узлов нагрузки при изменениях напряжения и частоты:

$$P_н = f(f, U) \text{ и } Q_н = f(f, U).$$

При этом для суммарной потребляемой мощности системы справедливы выражения

$$\Sigma P_п = f(f, U), \ \Sigma Q_п = f(f, U).$$

Следовательно, баланс мощности в электрической системе может отвечать только некоторым определенным значениям частоты и напряжения в узлах нагрузки. При изменении этих значений неизбежно изменяются в той или иной степени правые и левые части уравнений (7-1) и (7-2).

Можно сделать и обратный вывод: при изменении генерируемой или потребляемой мощности могут измениться составляющие баланса мощности и соответственно правые и левые части уравнений (7-1) и (7-2). Частота переменного тока и наряжение в узловых точках сети могут принимать новые значения.

Для оценки характера изменений напряжения и частоты при нарушении некоторого исходного баланса мощности воспользуемся разложением функций $\Sigma P_п = f(f, U)$ и $\Sigma Q_п = f(f, U)$ в ряд Тейлора при пренебрежении членами с производными высших порядков. При этом

$$\sum P_п = (\sum P_п)_0 + (\partial \sum P_п / \partial f)\, \Delta f + (\partial \sum P_п / \partial U)\, \Delta U; \qquad (7\text{-}3)$$

$$\sum Q_п = (\sum Q_п)_0 + (\partial \sum Q_п / \partial f)\, \Delta f + (\partial \sum Q_п / \partial U)\, \Delta U. \qquad (7\text{-}4)$$

Предположим, что в некоторый момент времени исходный установившийся режим изменяется вследствие изменения генерируемой мощности. С учетом (7-3) и (7-4) уравнения баланса мощности для нового установившегося режима могут быть записаны в виде

$$P_{г0} + \Delta P_г = \sum P_{п0} + \frac{\partial \sum P_п}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_п}{\partial U} \Delta U;$$

$$Q_{г0} + \Delta Q_г = \sum Q_{п0} + \frac{\partial \sum Q_п}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_п}{\partial U} \Delta U,$$

или, поскольку $P_{г0} = \Sigma P_{п0}$ и $Q_{г0} = \Sigma Q_{п0}$,

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_г &= \frac{\partial \sum P_п}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_п}{\partial U} \Delta U; \\ \Delta Q_г &= \frac{\partial \sum Q_п}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_п}{\partial U} \Delta U. \end{aligned}\right\} \qquad (7\text{-}5)$$

Система уравнений (7-5) определяет связь между изменениями генерируемой мощности и параметров качества электроэнергии при неиз-

* Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», § 6-1.

* Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», § 6-1, стр. 108—254.

менном составе нагрузки. Неизвестными в этой системе уравнений являются приращения Δf и ΔU. Решая уравнения (7-5), получим

$$\Delta f = \frac{\begin{vmatrix} \Delta P_{\text{г}} & \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial U} \\ \Delta Q_{\text{г}} & \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial U} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial f} & \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial U} \\ \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial f_{\text{j}}} & \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial U} \end{vmatrix}} = \frac{\Delta P_{\text{г}} \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial U} - \Delta Q_{\text{г}} \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial U}}{\Delta}; \quad (7\text{-}6)$$

$$\Delta U = \frac{\begin{vmatrix} \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial f} & \Delta P_{\text{г}} \\ \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial f} & \Delta Q_{\text{г}} \end{vmatrix}}{\Delta} = \frac{\Delta Q_{\text{г}} \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial f} - \Delta P_{\text{г}} \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial f}}{\Delta}, \quad (7\text{-}7)$$

где

$$\Delta = \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial U} - \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial U} \cdot \frac{\partial \sum Q_{\text{п}}}{\partial f}. \quad (7\text{-}8)$$

На рис. 7-1 приведены статические характеристики комплексной нагрузки электрической системы, где указаны области возможных значений напряжения и частоты, обычно характерные для условий современных электрических систем. Там же указаны знаки частных производных, входящих в выражения (7-6) — (7-8).

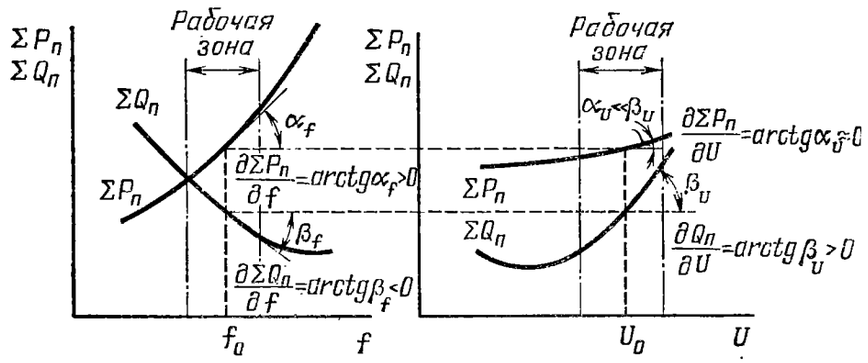


Рис. 7-1

Проанализируем характер изменений частоты и напряжения в системе при некотором сбросе активной мощности генераторами, например при отключении мощного генератора. При этом будем вначале считать, что генерируемая реактивная мощность не изменяется. В этом случае $\Delta P_{\text{г}} < 0$ и $\Delta Q_{\text{г}} = 0$. Поскольку $\partial \Sigma P_{\text{п}}/\partial U$ — величина относительно малая, в сравнении с другими частными производными выражения (7-8), то при знаках производных, указанных на рис. 7-1, $\Delta > 0$ и,

следовательно, в рассматриваемых условиях в соответствии с (7-6) и (7-7)

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P_{\text{г}} \partial \sum Q_{\text{п}}/\partial U}{\Delta} < 0; \quad \Delta U \approx \frac{-\Delta P_{\text{г}} \partial \sum Q_{\text{п}}/\partial f}{\Delta} < 0.$$

Таким образом, нарушение исходного баланса активной мощности приводит к изменению как частоты, так и напряжения.

При нарушении исходного баланса реактивной мощности и неизменности генерируемой активной мощности ($\Delta P_{\text{г}} = 0$) из (7-6) и (7-7) можно получить

$$\Delta f = \frac{-\Delta Q_{\text{г}} \partial \sum P_{\text{п}}/\partial U}{\Delta}; \quad \Delta U = \frac{\Delta Q_{\text{г}} \partial \sum P_{\text{п}}/\partial f}{\Delta}.$$

Как показано на рис. 7-1, значение $\partial \Sigma P_{\text{п}}/\partial f$ обычно существенно больше, чем значение $\partial \Sigma P_{\text{п}}/\partial U$, которое в первом приближении может быть принято близким к нулю. Следовательно, в рассматриваемых условиях нарушение исходного баланса реактивной мощности приводит к изменению напряжения в системе и в меньшей степени сказывается на изменении частоты.

Выполненный анализ позволяет сделать ряд выводов об условиях работы электрических систем. Можно, в первую очередь, утверждать, что нарушение некоторого исходного баланса мощности приводит к установлению нового режима в системе, в котором вновь балансируются генерируемые и потребляемые мощности, однако при иных (в сравнении с исходными значениями) показателях качества электроэнергии. При этом снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты и напряжения в системе, ее возрастание обусловливает рост как частоты, так и напряжения. Снижение выдачи реактивной мощности вызывает дефицит реактивной мощности и определяет снижение напряжения.

Анализ изменения потребления мощности при отключении части нагрузки или при включении дополнительных потребителей электроэнергии может быть выполнен аналогично. Рост потребления активной мощности влияет так же, как и уменьшение генерируемой активной мощности. Возрастание потребления реактивной мощности равносильно дефициту генерируемой реактивной мощности.

В электрической системе постоянно происходят те или иные «возмущения» установившегося режима, влияющие на изменение баланса мощности, а следовательно, и показатели качества энергии — это включения и отключения потребителей, ввод в работу генераторов, аварийные и плановые отключения линий электрической сети и т. п. Поддержание качества энергии в нормированных пределах требует осуществления мероприятий по регулированию баланса мощности.

Выражения (7-6) и (7-7) позволяют установить, какие воздействия на режим должны осуществляться для регулирования как частоты, так и напряжения. В соответствии с (7-6), где $\partial \Sigma P_{\text{п}}/\partial U$ весьма мала, следует, что воздействовать на частоту в системе практически можно только изменением генерируемой активной мощности. Этот вывод может быть подтвержден физическими представлениями. Действительно, частота переменного напряжения в сети определяется ско-

ростью вращения синхронных генераторов, которая зависит от соотношения вращающего и тормозящего моментов, действующих на валы агрегатов «турбина — генератор». Для изменения этого соотношения необходимо осуществлять регулирование турбины, увеличивая или уменьшая впуск энергоносителя — воды или пара. При таком регулировании изменяется выдаваемая активная мощность, скорость агрегатов, а следовательно, и частота переменного тока.

Из выражения (7-7) видно, что напряжение можно изменять регулированием как реактивной, так и активной мощности. Но поскольку изменение активной мощности источников питания определяется требованиями регулирования частоты, то для поддержания необходимого напряжения можно воспользоваться регулированием только реактивной мощности. При этом должны быть использованы как синхронные генераторы, так и дополнительные источники реактивной мощности*.

Частота переменного тока представляет собой общесистемный параметр качества электроэнергии в установившихся режимах работы системы. Иными словами, в любой точке системы в установившемся режиме частота имеет одно и то же значение. В этом смысле безразлично по условиям регулирования частоты, в каком из районов системы осуществляется изменение активной мощности станций для поддержания требуемого значения частоты при нарушении исходного баланса мощности. Исходный баланс активной мощности, отвечающий стандартной частоте $f_0 = 50$ *гц*, должен составляться для всей системы в целом. Его составляющими будут активные мощности всех электрических станций, которые приравниваются суммарному потреблению активной мощности по системе.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый средний уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем степень этого отличия характеризуется конфигурацией сети, величиной нагрузки и другими факторами, от которых зависит падение напряжений. Поэтому приемлемый средний уровень напряжения еще не гарантирует требуемого качества напряжения во всех районах системы и во всех узловых точках ее электрической сети.

Следовательно, баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников. При проектировании и эксплуатации должна оцениваться возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так и по ее отдельным районам.

§ 7-2. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии определяется в основном частотой переменного тока в системе и напряжением в ее узловых точках. Дополнительным показателем качества является симметрия напряжения в трехфазной сети и форма его кривой.

Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», § 6-3.

Частота переменного тока является общесистемным параметром. Поэтому отклонение ее от номинального значения сказывается на работе всех потребителей электроэнергии. Среди этих потребителей следует обратить особое внимание на электроприемники в системе электроснабжения собственных нужд электрических станций. От режима работы их в значительной степени зависит надежность работы электростанции и величина выдаваемой ими мощности.

Известно, что скорость вращения магнитных полей в электродвигателях переменного тока определяется частотой сети. При стандартной частоте $f_0 = 50$ *гц* эта скорость равна синхронной скорости, снижение частоты приводит к уменьшению скорости вращения магнитных полей, повышение частоты — к ее возрастанию. Поэтому изменение частоты в электрических системах приводит к изменению скорости вращения как асинхронных, так и синхронных двигателей. При этом в той или иной степени изменяется производительность механизмов, которые приводятся во вращение электродвигателями.

Степень этого изменения зависит от типа механизма. В общем виде активная мощность, которая требуется потребителям электроэнергии

$$P_{\text{н}} = \alpha f^n. \tag{7-9}$$

Различные группы потребителей характеризуются соответствующим показателем степени n, который может принимать значения $0 \div 4$. К числу потребителей, мощность которых не зависит от частоты ($n = 0$), относятся лампы накаливания, электрические печи (дуговые и печи сопротивления). Частотная характеристика двигателей, приводящих в движение механизмы, отвечает конечным значениям показателя n. Так, мощность, потребляемая двигателями металлорежущих станков, поршневых насосов и поршневых компрессоров, меняется пропорционально частоте. Для этого вида потребителей $n = 1$. Момент сопротивления $M_{\text{мех}}$ перечисленных рабочих механизмов не зависит от числа оборотов, поэтому мощность двигателей их

$$P_{\text{н}} = k\omega M_{\text{мех}} = \alpha f, \tag{7-10}$$

где k — коэффициент пропорциональности; ω — угловая скорость вращения.

Механизмы (машины-орудия), момент сопротивления которых определяется скоростью вращения, характеризуются более резкой зависимостью потребляемой мощности от частоты. К числу таких механизмов относятся вентиляторы, центробежные насосы и т. д. Для этих потребителей $n = 2 \div 4$ в зависимости от характера работы. Наиболее заметно в функции частоты изменяется мощность электродвигателей питательных насосов тепловых станций.

Частотная характеристика активной мощности узлов нагрузки, содержащей ряд разнохарактерных потребителей, может быть получена суммированием характеристик отдельных потребителей при известном процентном составе нагрузки.

Для анализа режимов пользуются частотными характеристиками, полученными экспериментально. Такие характеристики наиболее полно определяют свойства данной системы, учитывая возможные изменения состава нагрузки с течением времени.

При неизвестной частотной характеристике системы нередко приближенно принимают, что изменению частоты на 1% отвечает изменение мощности нагрузки на 0,5%. Эти цифры соответствуют некоторым средним условиям, характерным для современных электрических систем.

Частотные характеристики нагрузки электрической системы по активной мощности определяют уменьшение потребляемой нагрузкой активной мощности при уменьшении частоты в системе, и наоборот (см. рис. 7-1). Поэтому снижение частоты вызывает уменьшение выпуска продукции промышленными предприятиями. Причем этот недоотпуск продукции охватывает весь район, получающий энергию от данной электрической системы, поскольку частота является общесистемным параметром. Повышение частоты в системе, сопровождающееся увеличением потребления активной мощности, приводит к пережогу топлива на электрических станциях. Соответствующее ему увеличенное потребление мощности является малопроизводительным, так как работа оборудования промышленных предприятий рассчитывается на нормальную скорость вращения двигателей. В ряде случаев отклонение частоты от номинального значения может явиться причиной нарушения технологического процесса и брака продукции.

При снижении скорости вращения резко падает производительность ряда механизмов собственных нужд электрических станций, например питательных насосов, работающих при большом статическом напоре. Во многих случаях при сравнительно небольшом уменьшении частоты эти насосы прекращают подачу воды в котлы, что приводит к нарушению работы электрических станций. Неблагоприятные последствия отклонений частоты на электрических станциях проявляются также в ускоренном износе лопаток паровых турбин, их вибрациях, которые могут привести к аварийному выходу турбин из работы.

Снижение частоты характеризуется обычно увеличением потребляемой нагрузкой реактивной мощности (см. рис. 7-1), которое вызывает возрастание потоков реактивной мощности по линиям электрической сети системы и связанное с этим увеличение потерь мощности и потерь напряжения. Поскольку отклонению частоты и напряжения от номинальных значений отвечает снижение к. п. д. потребителей, то результатом понижения частоты является непроизводительный перерасход топлива, обусловленный как ухудшенными экономическими характеристиками нагрузки, так и увеличенными потерями мощности. При этом снижение напряжения в системе в ряде случаев грозит общесистемной аварией, связанной с нарушением статической устойчивости.

Изменения частоты в системе сказываются также в некотором перераспределении нагрузки между отдельными станциями. При этом нарушается экономическое распределение мощности, а следовательно, увеличивается расход топлива.

Все это заставляет предъявлять повышенные требования к поддержанию частоты в электрических системах, ограничивая их допустимые изменения жесткими пределами. Принятый в Советском Союзе ГОСТ 13109—67 требует оценивать частоту в системе по двум показателям. Одним из таких показателей является отклонение частоты, другим — колебание частоты.

Под *отклонением частоты* понимают усредненную за 10 *мин* разность между фактическим и номинальным значениями частоты:

$$\Delta f = f - f_0.$$

В качестве допустимого значения отклонения частоты ГОСТ устанавливает величину $\Delta f = \pm 0{,}1$ *гц*. Практическая реализация таких повышенных требований к величине отклонения частоты (0,2%) воз-

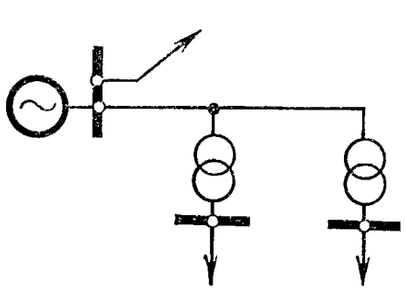


Рис. 7-2

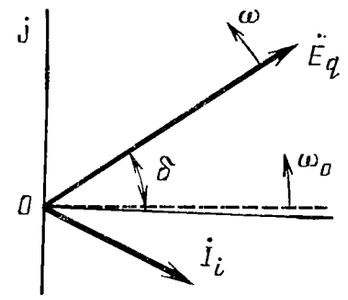


Рис. 7-3

можна при наличии необходимых резервов в системах по активной мощности, а также при внедрении достаточно совершенных автоматических регуляторов.

Колебанием частоты называется разность между наибольшим и наименьшим значениями частоты в процессе достаточно быстрого изменения режима, при котором скорость изменения частоты составляет не менее 0,2 *гц/сек*. Для установления причины возникновения колебаний частоты рассмотрим схему, показанную на рис. 7-2.

Предположим, что нагрузка в схеме, содержащей один источник питания — местную (заводскую) электростанцию, испытывает значительные периодические изменения. При этом соответственно изменяется и активная мощность генераторов электростанции. Скорость вращения этих генераторов характеризуется соотношением вращающего и тормозящего моментов на валу агрегатов «турбина — генератор». Вращающий момент создается турбиной, тормозящий момент определяется режимом генератора.

Известно, что положению ротора синхронной машины в каждый момент времени может быть поставлен в соответствие вектор синхронной э. д. с. машины E_q, пропорциональный току возбуждения (рис. 7-3). При синхронной скорости вращения машины этот вектор должен быть представлен вращающимся с той же скоростью.

Угол сдвига δ_0 вектора $\dot{E}_q$ относительно некоторой произвольно выбранной оси отсчета, вращающейся также с синхронной скоростью в этом случае постоянен. При вариациях скорости вращения агрегатов угол δ_0 испытывает те или иные изменения, причем $\omega = \omega_0 + d\delta/dt$.

Ток в любой цепи схемы (см. рис. 7-2) может быть записан в комплексной форме:

$$\dot{I}_i = \dot{E}_q \dot{Y}_{qi} - E_q y_{qi} e^{j(\delta - \psi_{qi})},$$

где $\dot{Y}_{qi}$ — взаимная проводимость между ветвью i и ветвью генератора в схеме замещения рассматриваемой системы.

Мгновенные значения этого тока находятся при проектировании вращающегося вектора $\dot{I}_i$ на одну из осей координат:

$$i_i = I_i \sin(\omega t - \psi_{qi}) = E_q y_{qi} \sin\left[\left(\omega_0 + \frac{d\delta}{dt}\right) t - \psi_{qi}\right].$$

Последнее выражение показывает, что в установившемся синхронном режиме в любой цепи схемы протекает синусоидальный ток с угловой частотой ω_0, которой отвечает значение частоты

$$f_0 = \omega_0/2\pi.$$

При периодическом изменении нагрузки на это значение частоты накладывается дополнительная составляющая, определяющаяся изменениями колебания частоты

$$\Delta f = \frac{d\delta/dt}{2\pi}.$$

Таким образом, можно утверждать, что колебания частоты являются следствием изменений нагрузки. В электрической системе, содержащей не одну, а несколько электрических станций, колебания частоты вызываются той же причиной. Однако определение самого понятия «колебание частоты» в этом случае имеет менее определенный характер. При нескольких источниках э. д. с. в схеме замещения системы

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^{n} E_{qj} y_{qj} e^{j(\delta_j - \psi_{ij})}.$$

Примем, что под влиянием изменений нагрузки, расположенной вблизи первой электростанции и соизмеримой по мощности с установленной мощностью агрегатов этой станции, скорость вращения генераторов испытывает изменения, причем

$$\omega_1 = \omega_0 + d\delta_1/dt.$$

Скорость вращения машин остальных станций будем считать неизменной и равной синхронной. В этом случае

$$\dot{I}_i = E_{q1} y_{q1} e^{j(\delta_{10} + \Delta\delta_1 - \psi_{1i})} + \sum_{j=2}^{n} E_{qj} y_{ij} e^{j(\delta_{j0} - \psi_{ij})},$$

а мгновенное значение тока

$$i_i = E_{q1} y_{q1} \sin\left[\left(\omega_0 + \frac{d\delta_1}{dt}\right) t - \psi_{1i}\right] + \sum_{j=2}^{n} E_{qj} y_{ij} \sin(\omega_0 t - \psi_{ij}), \quad (7\text{-}11)$$

где $(d\delta_1/dt)/2\pi = \Delta f(t)$.

Формула (7-11) показывает, что при возникновении синхронных качаний генераторов в какой-либо станции сложной системы токи во всех цепях системы характеризуются достаточно сложной зависимостью. Являясь переменными, эти токи в сущности представляют собой гармонические функции, поскольку суммирование первого из слагаемых в правой части выражения (7-11) с последующими не приводит в результате к синусоидальной величине. В этих условиях, строго говоря, нельзя пользоваться понятием единой частоты системы и оценивать ее колебания относительно установившегося значения.

В соответствии с (7-11) колебания частоты более определенно могут быть установлены для токов в цепях, отвечающих условию

$$E_{q1} y_{1i} \gg \sum_{j=2}^{n} E_{qj} y_{ij},$$

т. е. когда ток в рассматриваемой цепи в основном определяется э. д. с. генераторной станции, испытывающей заметные периодические изменения скорости. Так может получиться, когда электростанция с большой нагрузкой на шинах имеет слабую связь с системой.

В соответствии с ГОСТ 13109—67 колебания частоты не должны превышать 0,2 *гц* сверх предельных значений — $\pm$ 0,1 *гц*. Оба эти показателя установлены для нормальных рабочих режимов системы и не распространяются на период послеаварийного восстановления частоты.

Требования, предъявляемые к отклонениям и колебаниям напряжения, к допустимой степени его несинусоидальности и несимметрии определяются ГОСТом применительно к зажимам электроприемников, т. е. эти требования в сущности характеризуют условия работы распределительных сетей. Для сетей более высоких напряжений устанавливаются лишь предельные значения напряжений. При этом по условиям работы электрической изоляции допускаются следующие превышения напряжений относительно номинального значения: в сетях 35—220 *кв* — на 15%, в линиях электропередачи 330 *кв* — на 10%, при более высоких напряжениях — на 5%.

В этих условиях должно осуществляться поддержание напряжений в узловых точках в таких пределах, которые бы обеспечили требуемые показатели качества энергии электроприемников. Для решения этой задачи правила устройства электротехнических установок (ПУЭ) требуют обеспечить так называемое *встречное регулирование напряжения* на шинах 6—10 *кв* подстанций с напряжением 35 *кв* и выше. Поясним сущность этого требования, воспользовавшись упрощенными графиками распределения напряжения вдоль одной из линий, отходящих от шин 6—10 *кв* районной подстанции.

Принципиальная схема сети, применительно к которой целесообразно строить такие графики, показана на рис. 7-4. Графики распределения напряжения приведены на рис. 7-5 для двух случаев. В случае, приведенном на рис. 7-5, *а*, предполагается, что трансформатор в начале линии работает с одним и тем же коэффициентом трансформации в режиме как наибольших, так и наименьших нагрузок. При этом напряжения на шинах низшего напряжения трансформатора в двух рассматриваемых характерных режимах (при $P_{нб}$ и $P_{нм}$) находятся в том же соотношении, что и на шинах высшего напряжения.



Рис. 7-4

Обычно напряжение в режиме наименьших нагрузок превосходит напряжение в режиме передачи наибольшей мощности. При этом различие напряжений в точках включения электроприемников может оказаться весьма существенным, наибольшее значение $V_{нбi}$ $(i = 1, 2, 3)$ эта величина принимает для потребителей конца линии. В таких усло-

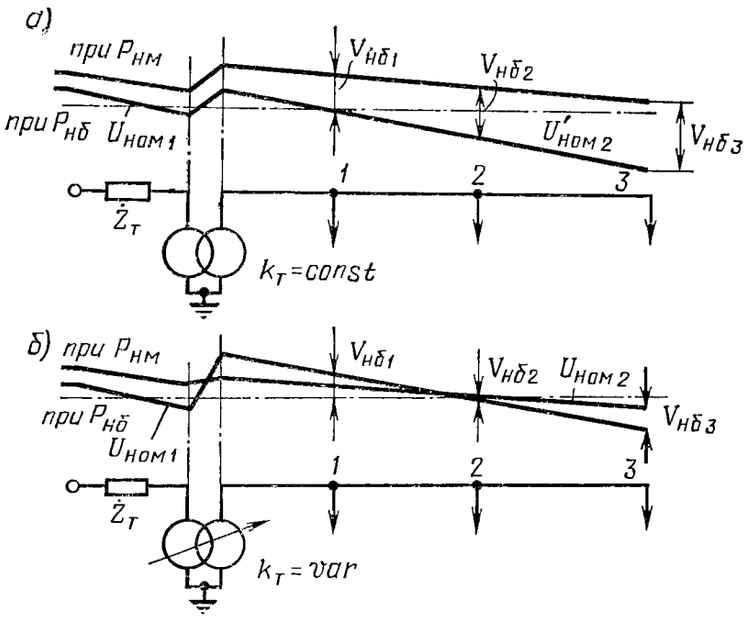


Рис. 7-5

виях могут возникнуть затруднения в обеспечении требований, предъявляемых ГОСТом к качеству напряжения для тех или иных групп электроприемников. Эти требования определяют, как известно, предельно высокое и предельно низкое значения напряжения, разность между которыми при этом тоже оказывается заданной. Поэтому при значительных величинах $V_{нб}$, превосходящих допускаемую разность между напряжениями в режимах наибольших и наименьших нагрузок, требования ГОСТ не могут быть выполнены. Для удовлетворения их может потребоваться снижение потерь напряжения в линии путем увеличения сечений проводов.

Задача может быть решена без дополнительных затрат, связанных с увеличением сечения, если обеспечить соотношение между напряжениями, показанное на рис. 7-5, *б*. В отличие от рис. 7-5, *а* здесь напряжения на шинах низшего напряжения не повторяют характер изменения напряжения у шин первичной обмотки трансформатора. Причем путем регулирования коэффициента трансформации $k_т$ обеспечивается превышение напряжения в режиме передачи наибольшей мощности над напряжением в режиме наименьшей нагрузки. В этом случае обеспечиваются существенно меньшие значения разностей напряжения $V_{нб}$, нежели в случае работы трансформатора с неизмененным коэффициентом трансформации.

Регулирование напряжения, обеспечивающее поддержание в начале линии более высокого напряжения в режиме наибольших нагрузок и сниженного напряжения в режиме наименьших нагрузок, называется *встречным*. ПУЭ требуют, чтобы вторичное регулирование на шинах 6—10 *кв* районных подстанций осуществлялось в пределах + 5% — 0%. В аварийных режимах допускается дополнительное снижение напряжения на 5%.

§ 7-3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРВИЧНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Регулирование частоты в электрических системах требует изменения мощности, которую генераторы выдают в сеть. Мощность генераторов в установившихся режимах и ее изменения полностью характеризуются мощностью турбин, которыми эти генераторы приводятся во вращение. Поэтому, рассматривая возможности регулирования частоты в электрических системах, необходимо проанализировать характеристики первичных двигателей — тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования.

Принципиальная схема регулирующего устройства гидро- и турбоагрегатов показана на рис. 7-6, где в качестве источника энергии показан напорный резервуар с водой *1*, расположенный по отношению к турбине *3* так, что создает напор, необходимый для выдачи турбиной номинальной мощности. Напорный резервуар связан с турбиной трубопроводом *2*. На тепловых электростанциях источником энергии является паровой котел, выполняющий в схеме ту же роль, что и напорный резервуар. Турбина *3* приводит во вращение генератор *4*, а также через передачу *5* вал маятника регулятора скорости турбины *6*. Маятник регулятора связан с муфтой *7*, причем изменение скорости вращения вала вызывает перемещение муфты под действием сил, которые определяются сжатием пружины *8* и положением грузов вращающегося маятника. Перемещение муфты обусловливает изменение положения поршня золотника *10*, в камеру которого под давлением поступает масло. При этом открывается либо верхний, либо нижний канал и масло из золотника попадает в серводвигатель *11*. Масло, воздействуя на поршень серводвигателя, смещает его и изменяет положение регулирующей задвижки *12*. Последняя на рис. 7-6 условно отражает действие направляющего аппарата турбины. На принципиаль-

ной схеме регулирующего устройства показан автоматический регулятор частоты *13*, воздействующий через установочный моторчик *9* на муфту *7*. Буквами *A* и *B* отмечены соответственно поршень серводвигателя и поршень золотника.

Рассмотрение совместной схемы турбины и регулирующих устройств позволяет обобщенно проанализировать взаимодействие ее отдельных элементов. Так, очевидно, что изменение впуска энергоносителя в турбину при перемещении поршня серводвигателя *A* приведет к изменению ее скорости. Действие системы регулирования, реагирующей на изменение скорости, окажет в свою очередь влияние на перемещение задвижки. Это влияние, противоположное действию порш-

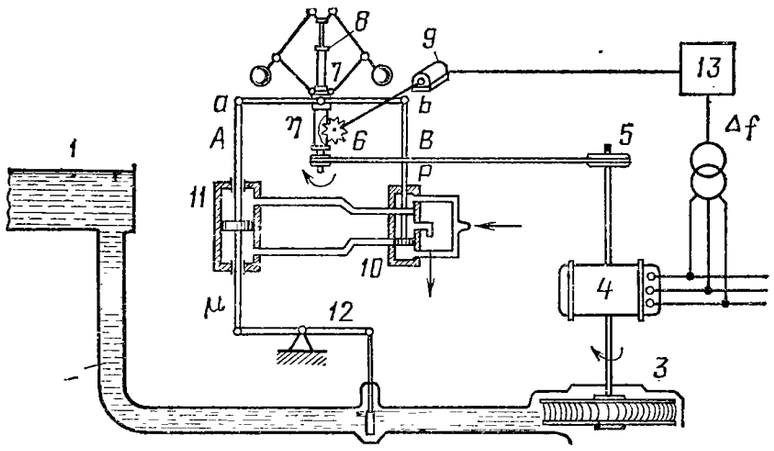


Рис. 7-6

ня *A*, является основной отрицательной обратной связью. Поясним ее действие. Пусть поршень прикрывает трубопровод, уменьшая впуск энергоносителя. Это вызывает уменьшение скорости, а уменьшение скорости — действие регулятора, стремящегося снова открыть поршень.

Кроме этой основной отрицательной обратной связи в самом автоматическом регуляторе скорости (АРС) имеется еще отрицательная обратная связь поршня *A* серводвигателя с поршнем *B* золотника, которая осуществлена рычагом *a* — *b*. Эта обратная связь повышает устойчивость регулирования.

Чтобы лучше уяснить действие регулятора скорости, рассмотрим процессы в регулируемой и нерегулируемой турбинах, показанные на рис. 7-7 и 7-8. Предположим, что исходному установившемуся режиму отвечают некоторая скорость Ω_0 и вращающий момент M_0. При этом вращающий момент турбины уравновешен противодействующим электромагнитным моментом генератора. Предположим также, что в силу каких-либо причин нагрузка генератора уменьшилась. Механический момент ($M_{мех}$) в данном случае стал больше электрического ($M_{эл}$). Под влиянием избыточного механического момента ($M_{мех} - M_{эл}$) агрегат «турбина — генератор» увеличивает скорость Ω. При этом в нерегулируемой турбине одновременно будет уменьшаться момент.

Когда механический момент сравняется с электрическим (в момент $t = t_b$), установится новая постоянная скорость Ω_1 (рис. 7-7).

Автоматический регулятор скорости, вступающий в действие с запаздыванием $\Delta t_з$, будет менять характер процесса: он может быть либо апериодическим (рис. 7-8, *а*), либо колебательным (рис. 7-8, *б*). При уменьшении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится скорость начального режима Ω_0, либо установится некоторая новая скорость Ω'_0, близкая к Ω_0 (рис. 7-8, *а* и *б*).

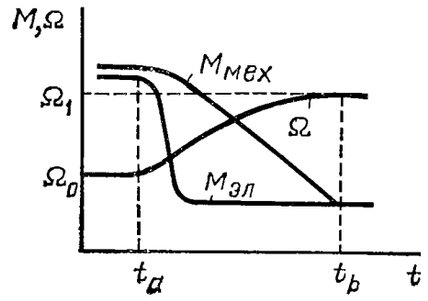


Рис. 7-7

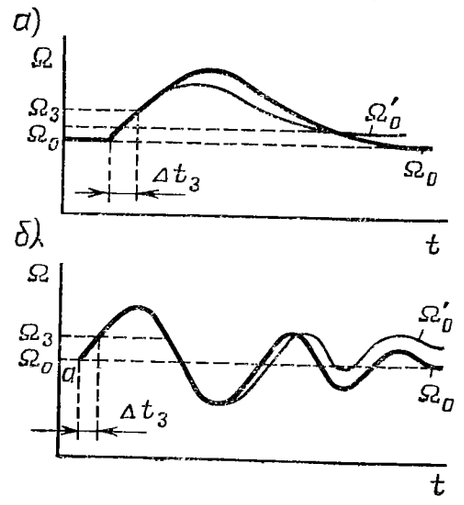


Рис. 7-8

В первом случае, когда после изменения нагрузки и окончания переходного процесса регулятор восстанавливает прежнюю скорость турбины Ω'_0, регулирование называется *астатическим*. Если при изменении нагрузки и окончании переходного процесса устанавливается новая, отличная от прежней скорость Ω'_0, то такая система регулирования называется *статической*. Чем больше меняется скорость при изменении нагрузки, тем больше статизм регулятора, определяемый как

$$(\Omega_0 - \Omega'_0)/\Omega_0 = a.$$

Если представить зависимость скорости в установившемся режиме от нагрузки генератора (рис. 7-9), то наклон характеристик $1 \div 3$ к оси абсцисс будет характеризовать величину коэффициента статизма, установленного при настройке регулятора.

Другое представление этой зависимости, где наклон характеристики $P = f(\Omega)$ оценивается коэффициентом неравномерности σ, дано на рис. 7-10. Термин *коэффициент неравномерности* иногда заменяется термином *крутизна характеристики регулирования*.

До сих пор предполагалось, что смещение муфты регулятора (см. рис. 7-6) происходит только в результате изменений скорости вращения вала турбины. Между тем муфта регулятора может смещаться еще и установочным двигателем *9*, называемым механизмом изменения оборотов (МИО). Установочный двигатель может приводиться в действие вручную (персоналом станции) или автоматически (регулятором частоты).

Автоматический регулятор частоты *13*, воздействуя на муфту регулятора, приводит в действие регулятор скорости и, изменив открытие направляющего аппарата, восстанавливает частоту.

Передвижение муфты регулятора при помощи МИО отражается перемещением характеристики с данным статизмом или коэффициен-

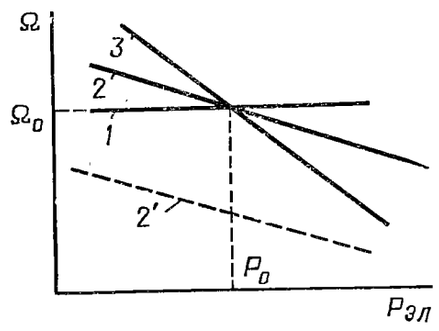


Рис. 7-9

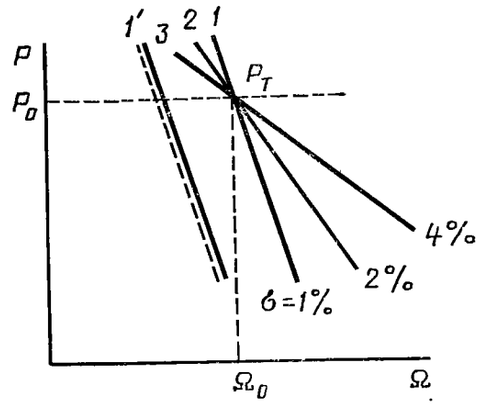


Рис. 7-10

том неравномерности параллельно самой себе. На рис. 7-9 и 7-10 для примера штриховыми линиями показано перемещение характеристики *2*, занимающей положение *2'*, и характеристики *1*, занимающей положение *1'*.

§ 7-4. СУЩНОСТЬ ПЕРВИЧНОГО И ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Рассмотрим условия поддержания баланса активной мощности в электрической системе на основе ее упрощенной модели, содержащей один агрегат «турбина — генератор» и одну нагрузку, отражающую суммарное потребление мощности. Частота переменного тока в системе в этих условиях может быть установлена с помощью графиков, показанных на рис. 7-11.

На рассматриваемом рисунке характеристика *1* определяет мощность турбины, снабженной регулятором скорости. При увеличении числа оборотов турбины под действием регулятора уменьшается выпуск энергоносителя, благодаря чему развиваемая турбиной мощность уменьшается. Уменьшение числа оборотов, напротив, приводит к увеличению мощности турбины. В установившихся режимах работы мощность, развиваемая турбиной, равна активной мощности синхронного генератора, который приводится во вращение турбиной. Частота переменной э. д. с. синхронного генератора пропорциональна скорости его вращения. Поэтому характер изменения мощности турбины в функции частоты аналогичен характеру изменения мощности турбины в функции скорости вращения.

При больших снижениях скорости (а следовательно, и частоты) регулятор турбины полностью открывает регулирующие клапаны или направляющий аппарат. При этом турбина развивает номинальную мощность. Дальнейшее ее изменение при снижении скорости становится невозможным. На рис. 7-11 такому режиму работы отвечает горизонтальный участок характеристики *1*.

Пересечение характеристики *1* статической характеристикой по частоте суммарной нагрузки $\Sigma P_{\text{п}}$ системы определяет значение частоты f_0 при данном исходном балансе мощности. Будем считать, что в этом режиме частота в системе равна стандартной, т. е. $f_0 = 50$ *гц*.

Пусть теперь в системе происходит наброс потребляемой мощности на величину ΔP. Новой нагрузке на рис. 7-11 отвечает характеристика $\Sigma P_{\text{п}} + \Delta P$, аналогичная характеристике нагрузки в исходном режиме, но расположенная выше ее. Значение частоты f_1, отвечающей режиму увеличенного потребления мощности, вновь определяется пересечением характеристики *1* с новой статической характеристикой нагрузки. Из рисунка видно, что $f_1 < f_0$.

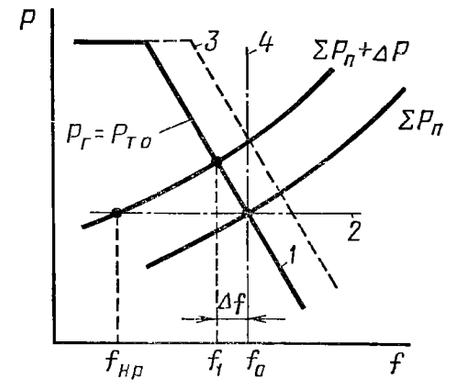


Рис. 7-11

При статической характеристике системы регулирования, показанной на рис. 7-11, регуляторы скорости турбин не предотвращают уменьшения частоты при набросе мощности. Однако их работа уменьшает отклонение частоты от стандартного значения, в чем можно убедиться, нанеся на рис. 7-11 характеристику нерегулируемой турбины *2* и найдя точку ее пересечения с характеристикой нагрузки. Пересечение последних характеристик определяет частоту установившегося режима в системе с нерегулируемыми турбинами $f_{\text{нр}}$, причем $f_{\text{нр}} < f_1 < f_0$.

Таким образом, регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому часто называются *первичными регуляторами частоты*; процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называется *первичным регулированием частоты*.

Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регуляторов скорости, который характеризует наклон характеристики регулирования к осям координат. Меньшему статизму (неравномерности) в осях (см. рис. 7-11) соответствует более крутая характеристика регулирования, которая пересекается с характеристикой нагрузки при большем значении частоты. При нулевом статизме системы регулирования (астатическое регулирование) характеристика регулирования располагается вертикально (характеристика *4*) и обеспечивает частоту установившегося режима, равную стандартной при любом набросе нагрузки, если, конечно, он не превышает предельной мощности, которая может быть выдана турбиной.

Особенности первичного регулирования частоты в системе обусловливают необходимость применения для дополнительной корректировки частоты так называемого *вторичного регулирования*. В процессе вторичного регулирования осуществляется изменение мощности, развиваемой турбинами, уже непосредственно в зависимости от частоты

переменного тока в сети системы. Вторичное регулирование ведется либо автоматическими регуляторами частоты, либо обслуживающим персоналом системы (вручную), который контролирует частоту по показаниям приборов.

При вторичном регулировании мощность турбины изменяется дополнительным воздействием на нее регулирующего аппарата. Это осуществляется перемещением муфты регулятора скорости *7* с помощью синхронизационного моторчика *9* (см. рис. 7-6), работающего при корректировке частоты. Графически вторичное регулирование отражается (см. рис. 7-11) эквидистантным перемещением характеристик регулирования *1* вправо (характеристика *3*) или влево в зависимости от направления регулирования — на уменьшение или увеличение мощности, развиваемой регулируемой турбиной. Наклон характеристики регулирования, характеризующий статизм регулятора, при этом не изменяется (линия *3* параллельна линии *1*).

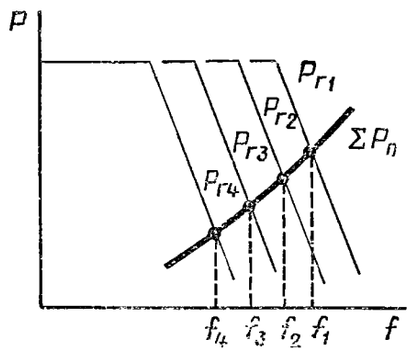


Рис. 7-12

На рис. 7-12 показано несколько положений характеристики регулирования турбины, каждое из которых отвечает определенному дополнительному воздействию, оказанному на мощность турбины при вторичном регулировании. Если это воздействие ведет к увеличению мощности турбины, то новая при конечном статизме точка пересечения характеристики турбины и характеристики нагрузки перемещается по характеристике нагрузки в интервале значений частоты, ограниченном значением стандартной частоты f_0 (при астатическом регулировании) и частоты, которая бы устанавливалась в системе при нерегулируемых турбинах (см. частоту $f_{нр}$ на рис. 7-11).

Возможность поддержания стандартной частоты при любых изменениях нагрузки с помощью регуляторов скорости с астатической характеристикой не может быть реализована в условиях совместной работы турбин, как это имеет место в энергетических системах. Это объясняется тем, что каждая из параллельно работающих турбин с астатическим регулятором стремится при толчках нагрузки принять весь небаланс мощности на себя. Поэтому режим работы отдельных агрегатов не может регулироваться; суммарная мощность нагрузки при различных случайных изменениях перераспределяется между машинами, одни из которых могут загружаться до недопустимых пределов, тогда как другие сбрасывают свою нагрузку, причем обслуживающий персонал системы не имеет возможности воздействовать на этот процесс.

Астатический регулятор мог бы устанавливаться на одном из агрегатов. При этом не будет неопределенного распределения мощности между отдельными машинами, так как небаланс мощности будет покрываться генератором, снабженным астатическим регулятором, который будет стремиться поддержать частоту близкой к стандартному значению. Однако и в этом случае условия регулирования нельзя считать удовлетворительными, так как регуляторы скорости турбин не позволяют обеспечить требуемую точность поддержания частоты. Значение скорости вращения турбины, соответствующее каждому из открытий регулирующего аппарата, а следовательно, и значение частоты при этом определяются пересечением характеристики регулирования с частотной характеристикой нагрузки. Эта частота, как следует из рис. 7-12, будет повышаться по мере дополнительного открытия при вторичном регулировании частоты. Нетрудно видеть, что с помощью вторичного регулирования может быть получена любая заданная частота независимо от статизма системы регулирования турбины. На рис. 7-11 показано, как корректировка частоты при вторичном регулировании (характеристика *3*) может ликвидировать отклонение частоты от стандартного значения при набросе мощности.

Используя понятие о крутизне характеристики регулирования турбины, можно получить аналитическое выражение, характеризующее закон первичного регулирования частоты, т. е.

$$k_г = -\frac{\Delta P_г / P_{ном}}{\Delta f / f_0} = -\frac{\Delta P_{*г}}{\Delta f_*}. \qquad (7\text{-}12)$$

Величина $k_г$ характеризует наклон характеристики регулируемой турбины (см. рис. 7-11). При статическом регулировании, при котором контролируемый параметр (частота) удерживается вблизи исходного значения, $k_г \neq 0$, $k_г \neq \infty$.

Астатическому регулированию отвечает значение $k_г = \infty$.

Из (7-12) следует, что

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_г} \cdot \frac{\Delta P_г}{P_{ном}} = 0. \qquad (7\text{-}13)$$

При конечном значении коэффициента крутизны ($k_г \neq 0$) уравнение (7-13) определяет закон статического регулирования частоты. В этом случае при изменении генерируемой мощности на величину $\Delta P_г$ уравнение удовлетворяется при $\Delta f \neq 0$, т. е. действительно имеют место условия, отвечающие статическому регулированию. Вторичное регулирование независимо от величины $\Delta P_г \neq 0$ обусловливает равенство $\Delta f = 0$, т. е. по своему конечному эффекту вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости. В этом случае, как следует из (7-13), при $k_г = \infty$

$$\Delta f / f_0 = 0.$$

§ 7-5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Реальная современная электрическая система содержит большое количество параллельно работающих станций. Турбины каждой из этих станций снабжены статическими регуляторами скорости. Следовательно, для каждой из электростанций системы справедливо уравнение (7-13).

Запишем это уравнение для всех n станций, входящих в состав электрической системы:

$$\Delta P_{г1} = -P_{ном\ 1}(\Delta f/f_0)\, k_{г1};$$
$$\Delta P_{г2} = -P_{ном\ 2}(\Delta f/f_0)\, k_{г2};$$
$$\ldots\ldots\ldots\ldots$$
$$\Delta P_{гn} = -P_{ном\ n}(\Delta f/f_0)\, k_{гn}.$$

Суммируя правые и левые части записанных уравнений, можно получить

$$\Delta P_{г\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_{гi} = -(\Delta f/f_0) \sum_1^n P_{ном\ i}\, k_{гi}. \qquad (7\text{-}14)$$

Введем понятие *средней крутизны характеристики* генерирующей мощности системы $k_{г\Sigma}$, которую определим из уравнения

$$\sum_1^n P_{ном\ i}\, k_{гi} = k_{г\Sigma} \sum_1^n P_{ном\ i},$$

откуда

$$k_{г\Sigma} = \sum_1^n P_{ном\ i}\, k_{гi} \Big/ \sum_1^n P_{ном\ i}. \qquad (7\text{-}15)$$

С учетом (7-15) уравнение (7-14) может быть переписано в виде

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_{г\Sigma}} \cdot \frac{\Delta P_{г\Sigma}}{\sum_1^n P_{ном\ i}} = 0. \qquad (7\text{-}16)$$

Уравнение (7-16), характеризующее процесс первичного регулирования частоты в сложной системе, полностью идентично уравнению (7-13), полученному для упрощенной модели системы. Следовательно, применительно к сложной системе справедливы все выводы, сделанные в § 7-4 об условиях регулирования частоты в упрощенной модели. В реальной сложной системе, так же как и в ее упрощенной модели, регуляторы скорости турбин не могут обеспечивать необходимой точности в поддержании заданного значения частоты. Такое заключение следует из (7-16), поскольку при $k_{гi} \neq \infty$ ($i = 1, 2, \ldots, n$) средняя крутизна характеристики регулирования $k_{г\Sigma}$ является конечной величиной. Следовательно, уравнение (7-16) в этом случае определяет закон статического регулирования частоты. Для получения эффекта астатического регулирования следует осуществить вторичное регулирование. По результату вторичное регулирование частоты эквивалентно астатическому регулированию скорости, которое обеспечивается бесконечно большим значением коэффициента крутизны $k_{г\Sigma}$. В сложной системе, как видно из (7-15), такое значение $k_{г\Sigma}$ может быть получено в том случае, если хотя бы для одной из станций $k_г = \infty$.

Следовательно, осуществляя вторичное регулирование на любой из станций системы, можно получить эффект астатического регулирования. Такой же эффект можно получить при вторичном регулировании и на большем числе станций.

Наиболее просто вторичное регулирование реализуется с помощью одной из станций. Метод такого регулирования частоты называется *методом ведущей* (частотной) *станции*. Этот метод заключается в том, что весь небаланс мощности в системе, вызывающий изменение частоты, ликвидируется лишь одной электрической станцией, тогда как остальные станции продолжают нести нагрузку, первоначально заданную им и соответствующую условиям экономического распределения мощностей для данного момента времени. При снижении частоты на турбинах станции, ведущей частоту в системе, действие регулятора частоты приводит к увеличению выдаваемой ими мощности. Генераторы этой станции, таким образом, забирают на себя ту дополнительную нагрузку, которая определила снижение частоты. При повышении частоты, напротив, агрегаты частотной станции под влиянием регулятора частоты разгружаются настолько, чтобы небаланс мощности в системе был сведен к нулю.

Для успешного регулирования частоты по этому методу станция, выбираемая в системе в качестве ведущей, должна удовлетворять определенным требованиям. Одним из них является требование достаточно большой мощности по отношению к общей мощности системы.

Установленная мощность частотной станции определяется теми возможными наибольшими внезапными изменениями нагрузки, которые в данной системе могут вызвать максимальные мгновенные изменения частоты. В небольших системах, где возможные набросы мощности нагрузки сравнительно невелики, частота может регулироваться лишь одним генератором, который в этом случае будет вести частоту. В случаях, когда возможные внезапные изменения мощности нагрузки превосходят мощность одного генератора, частота регулируется группой генераторов, а в еще более крупных системах — всеми генераторами ведущей станции.

Другим требованием, предъявляемым к частотным агрегатам и станциям, является требование большого диапазона регулирования мощности. Диапазон регулирования можно охарактеризовать пределами, в которых возможно быстрое изменение мощности, выдаваемой электрической станции.

На тепловых электростанциях эти пределы определяются условиями работы котельных агрегатов и паровых турбин. Наибольшие ограничения диапазона регулирования связаны с работой котлов, которые обычно не допускают уменьшения нагрузки ниже чем на 60% от номинальной. Снижение нагрузки котлов ограничивается опасностью погасания факела пылеугольных топок и опасностью нарушения нормальной циркуляции из-за неравномерного обогрева отдельных частей котла при уменьшении интенсивности горения. Нижняя граница регулировочного диапазона паровых турбин составляет обычно 20—30% от их номинальной мощности. Она определяется возможностью резкого нарушения температурного режима турбины при более значительном снижении нагрузки, результатом которого могут явиться недопустимые температурные перенапряжения и связанные с ними повреждения машины. В определенной степени регулировочный диа-

пазон паровых турбин ограничивается также режимом работы конденсаторов.

Регулировочный диапазон тепловых электрических станций ограничен, поэтому в качестве станций, ведущих частоту, выбирают станции, мощность которых в два-три раза превышает величину наибольшего возможного наброса или сброса нагрузки в данной электрической системе.

Целесообразность использования той или иной тепловой станции для регулирования частоты определяется при достаточной ее мощности типом установленных на ней турбин, видом топлива и расположением станции в системе. Наилучшие условия для регулирования частоты имеют электростанции с конденсационными турбинами и котлами, работающими на газообразном топливе. Преимущество конденсационных турбин перед турбинами других типов заключается в большем регулировочном диапазоне, а также в лучших экономических показателях, характеризующих переменный режим работы. Большой регулировочный диапазон имеют также и котлы, в топках которых сжигается газообразное топливо. Эти котлы позволяют, кроме того, быстро поднимать и снижать нагрузку без существенного изменения параметров пара. Отмеченным свойством обладают также и котлы с пылеугольными топками, однако регулировочный диапазон их значительно меньше.

Следует отметить, что условия регулирования частоты тепловыми станциями существенно улучшаются при автоматизации агрегатов тепловых цехов, благодаря которой резко повышается их к. п. д. в режиме переменных нагрузок, а также снижается опасность нарушений нормальной работы оборудования при глубоких изменениях нагрузки.

Регулирование частоты связано со значительным изменением мощности в линиях, подходящих к шинам частотной станции. Поэтому станции, ведущие частоту, должны выбираться с учетом их пропускной способности. Обычно наиболее удачным расположением частотной станции в системе является ее размещение в центре нагрузок системы. В этом случае, как правило, опасность нарушения статической устойчивости при перегрузках не накладывает ограничений на регулировочный диапазон частотных станций. Кроме того, при центральном расположении ведущих станций изменения выдаваемой ими мощности сопровождаются меньшими потерями энергии.

Регулировочный диапазон гидравлических электрических станций практически близок к их установленной мощности. Поэтому мощность гидростанций, используемых для регулирования частоты, может быть значительно меньше мощности тепловых станций в условиях одной и той же системы. Положительным свойством гидростанций, ведущих частоту, является также возможность весьма быстрого изменения выдаваемой в систему мощности.

Изменение в широких пределах мощности агрегатов ведущих станций при регулировании частоты предъявляет к ним требование сохранения высокого к. п. д. во всем диапазоне регулирования.

Наиболее просто регулирование частоты в электрической системе осуществляется в том случае, когда для регулирования достаточно одного генератора. При большей мощности системы возникает задача распределения мощности на ведущей станции между ее агрегатами. Независимо от того, как осуществляется вторичное регулирование частоты — автоматически или вручную, это распределение должно выполняться в соответствии с расходными характеристиками агрегатов для получения наиболее экономичного расходования топлива.

При автоматическом регулировании частоты ведущая станция оборудуется помимо собственного регулятора частоты также и устройством для автоматического распределения активной нагрузки между генераторами частотной станции (УРАН), которое входит в комплект системы автоматического регулирования. При этом частота регулируется изменением нагрузки частотной станции. Общая мощность, выдаваемая станцией для ликвидации небаланса, вызывающего изменение частоты, должна при этом наиболее экономично распределяться между отдельными агрегатами станции.

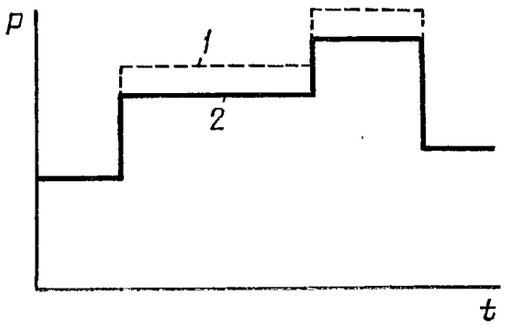


Рис. 7-13

Интенсивный рост мощности современных электрических систем привел в настоящее время к тому, что в некоторых случаях мощности отдельных, даже крупных электрических станций оказывается недостаточно для успешного регулирования. В этих случаях помимо ведущей приходится привлекать и другие электрические станции. Соответствующее изменение мощности отдельных электрических станций осуществляется по указанию диспетчера с обязательным учетом требований экономичности вновь устанавливаемого режима работы системы.

В отдельных случаях регулирования частоты некоторым электрическим станциям задается так называемый «скользящий график» нагрузки (рис. 7-13), который для каждого времени суток определяет две возможные величины нагрузки данной станции. Меньшая из них отвечает повышению частоты в системе, большая — понижению. Имея такой график, дежурный персонал станции ведет ее режим, сообразуясь с показаниями частотомера. При понижении частоты, указываемой прибором, нагрузка станции без каких-либо указаний диспетчера поддерживается в соответствии с верхней границей скользящего графика (характеристика *1*), при ее повышении — с нижней границей (характеристика *2*). Оставшийся небаланс мощности при этом ликвидируется ведущей станцией. Такое участие нескольких станций в регулировании частоты предполагает предварительный анализ возможных изменений режима, на основании которого и разрабатываются графики работы электрических станций на ближайшие сутки с учетом условий экономического распределения нагрузки между ними.

Дополнительные требования учитываются при осуществлении регулирования частоты в объединенных электрических системах. При создании объединенных электрических систем отдельные электрические станции связываются друг с другом линиями электропередачи.

Во многих случаях пропускная способность этих передач при большой мощности электрических систем оказывается меньше возможных набросов мощности, которые вызывают изменения частоты в системе. В этих условиях частота должна регулироваться с учетом дополнительного требования такого распределения нагрузки между частотными станциями отдельных систем, входящими в объединение, которое бы не могло вызвать перегрузки линий, связывающих системы, и привести к нарушению статической устойчивости.

На рис. 7-14 показана условная схема объединенной системы. Предположим, что регулирование частоты в этой системе может вестись двумя частотными станциями, расположенными в разных системах. Будем считать, что в некотором исходном установившемся режиме об-

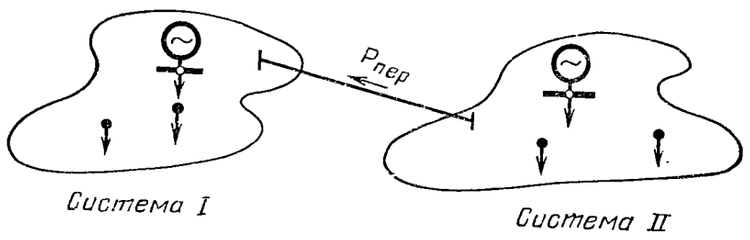


Рис. 7-14

менная мощность направляется из системы *II* в систему *I*. Пусть изменение частоты в объединенной системе происходит вследствие наброса мощности в системе *I*. При появлении небаланса активной мощности в действие приходят первичные регуляторы в обеих системах, которые несколько увеличивают мощность всех электрических станций. В результате снижение частоты ограничивается некоторой величиной Δf. Очевидно, что работа первичных регуляторов приведет к некоторому изменению обменной мощности.

Вторичное регулирование в рассматриваемых условиях может осуществляться в нескольких вариантах. Однако нетрудно установить, что попытка восстановить частоту с помощью ведущей станции системы *II* приведет к дальнейшему изменению мощности перетока ($P'_{\text{пер}}$) в линии связи, причем в сторону увеличения. Окончательное значение этой мощности

$$P'_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} + \Delta P,$$

где ΔP — величина наброса мощности, вызвавшего изменение частоты.

Мощность $P'_{\text{пер}}$ может превосходить предельное значение по условиям устойчивости. В этом случае происходит аварийное отключение линии, и связь между системами *I* и *II* нарушается. Разделение систем может явиться тяжелой аварией для системы *I*, если в ней отсутствует достаточный резерв мощности.

В рассматриваемом примере вторичное регулирование с помощью частотной станции системы *I* восстанавливает исходное значение пе-

ретока мощности и, следовательно, предотвращает появление аварийных условий. Поэтому следует по возможности именно таким образом подходить к восстановлению частоты при ее вторичном регулировании, т. е. увеличивать мощность, выдаваемую ведущей станцией той системы, в которой произошел наброс мощности.

В тех случаях, когда с помощью одной ведущей станции частоту восстановить не удается или восстановление оказывается экономически нецелесообразным, к вторичному регулированию приходится привлекать ведущую станцию другой системы. Однако ее режим при этом контролируется таким образом, чтобы переток мощности всегда был меньше предела мощности линии связи на некоторую заданную величину.

Независимо от числа станций вторичное регулирование в любой системе может осуществляться: по мгновенному отклонению частоты и по интегральному углу.

При регулировании по мгновенному отклонению частоты воздействие на мощность турбин осуществляется в зависимости от отклонения частоты в данный момент времени от заданного значения: изменение мощности турбины, необходимое для ликвидации этого отклонения, может быть выполнено либо вручную, либо автоматически. В первом случае со щита управления электрической станции дежурным персоналом дается импульс на открытие или закрытие регулирующего аппарата турбины. Этот сигнал снимается после того, как прибор, контролирующий частоту, покажет, что частота доведена до стандартного значения. При автоматическом регулировании импульс на изменение мощности турбины дается регулятором частоты, который приходит в действие в тот момент, когда его измерительный орган установит появление отклонения частоты, выходящего за границу допустимых значений.

Регулирование частоты по интегральному углу ведется с учетом накопления отклонений частоты от стандартного значения за определенный промежуток времени.

Пусть мгновенное отклонение Δf частоты f в системе от стандартной частоты f_0, являющееся функцией времени, равно

$$\Delta f = f - f_0.$$

При этом суммарная погрешность за время t

$$\sigma = \int_0^t \Delta f\,(t)\,dt.$$

Эта погрешность практически может быть установлена при сравнении показаний за время t точных астрономических и электрических часов, получающих энергию для перемещения стрелок из сети электрической системы. Предположим, что частота в системе в течение некоторого времени не отличается от синхронной, при этом движение механизма электрических часов будет равномерным, и показания этих часов не будут отличаться от показаний точных астрономических часов.

При переменной частоте в системе электрические часы в одни периоды времени будут идти медленнее астрономических часов, а в другие — быстрее. В этом случае за время t стрелки астрономических и электрических часов могут разойтись, причем отставание электрических часов будет свидетельствовать о том, что в данной системе преобладают отрицательные отклонения частоты ($f < f_0$).

Регулирование по интегральному углу не обеспечивает стабильность частоты во все моменты времени, в частности при значительных изменениях нагрузки. Такой способ не отвечает тем высоким требованиям, которые предъявляет ГОСТ к качеству электроэнергии по признакам отклонения и колебания частоты. Поэтому регулирование частоты в электрических системах ведется по мгновенному значению частоты, но при контроле за интегральным углом. Последнее объясняется широкой часофикацией народного хозяйства. Для того чтобы в этих условиях показания электрических часов с необходимой точностью отвечали астрономическому времени, расхождение между их показателями за определенный период не должно превосходить некоторую достаточно малую наперед заданную величину. Это условие отражено в ГОСТе на качество энергии в виде ограничения расхождения между астрономическим и синхронным временем предельной величиной в $\pm$ 2 *мин*.

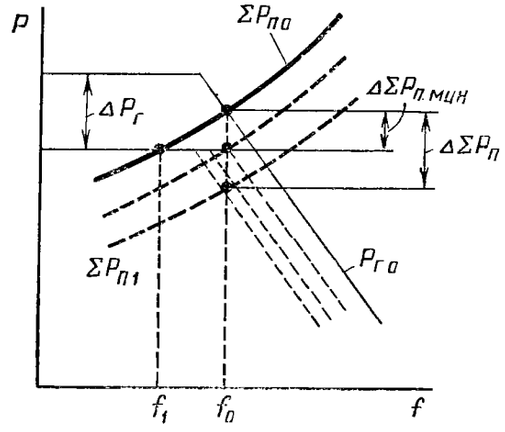


Рис. 7-15

Восстановление нормальной частоты в системе после нарушения баланса активной мощности возможно лишь в том случае, когда в системе имеется достаточный резерв генераторной мощности. Между тем ряд систем в часы наибольшей нагрузки работает с очень напряженным балансом активной мощности, имея незначительный резерв.

На рис. 7-15 показаны характеристики генерируемой мощности $P_{г0}$ и статическая характеристика суммарной нагрузки $\Sigma P_{п0}$ системы, работающей в условиях напряженного баланса мощности. В такой системе исходному значению частоты f_0 отвечает точка пересечения характеристик, находящаяся в области значений мощности, близкой к установленной, и, следовательно, предельной для генераторов. Изменение генерирующей мощности на величину $\Delta P_г$ вследствие аварийного отключения генераторов вызывает снижение частоты до значения f_1. Нетрудно видеть, что в рассматриваемых условиях невозможно изменение этого значения за счет регулирования мощности генераторов, поскольку генераторы выдают предельную мощность и регулируемый диапазон турбины оказывается полностью исчерпанным.

Опасные последствия, которые может повлечь значительное уменьшение частоты в системе, в частности опасность нарушения нормальной работы оборудования электрических станций, заставляет в этих случаях применять аварийную разгрузку системы по частоте. Целью такой разгрузки является восстановление баланса активной мощности путем уменьшения мощности, потребляемой суммарной нагрузкой системы. Аварийная разгрузка по частоте заключается в отключении части потребителей при уменьшении частоты в системе ниже определенной границы и осуществляется при использовании средств системной автоматики.

На рис. 7-15 отключение части нагрузки огражено перемещением характеристики потребляемой мощности в сторону меньших значений ($\Sigma P_{п}$). В этом случае становится возможным первичное и вторичное регулирование частоты. Может быть найдена и минимальная величина отключаемой нагрузки, определяющая исходное значение частоты при генерируемой мощности, которой отвечает граница регулировочного диапазона ($\Delta\Sigma P_{п.мин}$). При отключении большей мощности регулировочный диапазон расширяется, однако при этом увеличивается народнохозяйственный ущерб от недоотпуска энергии. Чтобы по возможности уменьшить этот ущерб, в отечественных электрических системах по мере снижения частоты потребители отключаются автоматически в несколько очередей. Автоматическая аварийная разгрузка по частоте (ААРЧ) выполняется с помощью устройств, реагирующих на отклонение частоты от стандартной и дающих импульс на отключение тех или иных линий электрической сети.

Число очередей, а также значения отклонения частоты, при которых отключаются те или иные очереди, выбирается в зависимости от конкретных условий работы системы, определяющихся как характеристиками потребителей электроэнергии, так и параметрами оборудования электрических станций. При этом для энергетических систем, в которых преобладают тепловые электрические станции, обычно рекомендуется частоту срабатывания первой очереди ААРЧ принимать равной 48—47,8 *гц*, а последней очереди — 45 *гц*. Для систем, в которых большая часть мощности вырабатывается на гидростанциях, частоту срабатывания первой и последней очередей принимают соответственно равными 47—46,7 и 45—44,7 *гц*.

Кроме основных очередей работы ААРЧ в электрических системах предусматривается также специальная очередь разгрузки, которая отключает дополнительное количество потребителей в тех случаях, когда частота в системе не восстанавливается после срабатывания всех очередей устройств ААРЧ и имеется опасность нарушения режима механизмов собственных нужд электростанций. Частота срабатывания специальной очереди разгрузки выбирается равной $\approx$ 47 *гц*, причем устройства для автоматической разгрузки снабжаются реле времени, которые допускают подачу импульса на отключение через 20—25 *сек* после понижения частоты до 47 *гц*, тогда как работа основных очередей предусматривается с малыми выдержками времени.

В некоторых случаях ААРЧ выполняется с устройствами для автоматического повторного включения потребителей после восстановления частоты.

§ 7-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

На рис. 7-16 показан участок электрической системы, который содержит две линии электропередачи, снабжающие энергией подстанции *1* и *2* и получающие питание от шин узловой подстанции *A*. Будем считать заданными графики нагрузки подстанций *1* и *2* и известными и постоянными коэффициентами $k_{т1}$ и $k_{т2}$. В этих условиях для каждого периода суток можно в соответствии с графиком нагрузок найти такое напряжение в точке питания, которое обеспечит на шинах низшего напряжения подстанций *1* и *2* заданное напряжение.

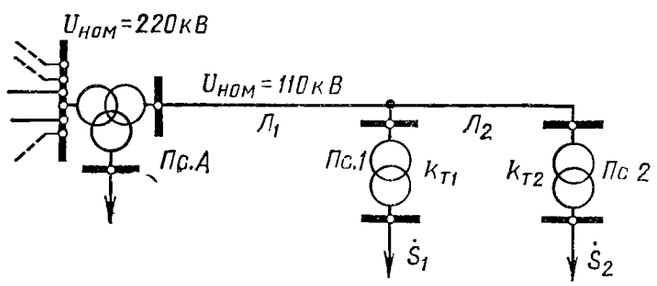


Рис. 7-16

Пусть известно, что в течение рассматриваемого промежутка времени напряжение подстанций на шинах низшего напряжения изменяется в пределах $U_{1нб} — U_{1нм}$. В этом случае на шинах 110 *кв* подстанции *A* наибольшее напряжение

$$U^{(1)}_{Анб\,0} = U_{1\,нб}\,k^{(0)}_{т\,1} + \Delta U_{т\,1\,нб} + \Delta U_{1\,нб} = U_{1\,нб}\,k^{(0)}_{т1} + \Delta U_{\Sigma\,1\,нб},$$

тогда как наименьшее напряжение на этих шинах

$$U^{(1)}_{A\,нм\,0} = U_{1\,нм}\,k^{(0)}_{т\,1} + \Delta U_{\Sigma\,1\,нм}.$$

Выполняя расчеты по двум приведенным формулам, для каждой ступени графика нагрузки подстанции можно получить графики наименьших и наибольших напряжений на шинах 110 *кв* подстанции, необходимых для обеспечения требуемых напряжений на шинах низшего напряжения подстанции *1*. Такие графики, выполненные штриховыми линиями, показаны на рис. 7-17. Они ограничивают область значений напряжения в точке питания рассматриваемой сети, необходимых по условиям работы потребителей подстанции *1*.

Аналогичные графики могут быть построены для подстанции *2*.

Если известно, что напряжение на шинах низшего напряжения ограничено пределами $U_{2нб} — U_{2нм}$, то

$$U^{(2)}_{A\,нб\,0} = U_{2\,нб}\,k^{(0)}_{т\,2} + \Delta U_{т.\,нб} + \Delta U_{1\,нб} + \Delta U_{2\,нб} = U_{2\,нб}\,k^{(0)}_{т\,2} + \Delta U_{\Sigma\,2\,нб};$$

$$U^{(2)}_{A\,нм\,0} = U_{2\,нм}\,k^{(0)}_{т\,2} + \Delta U_{\Sigma\,2\,нм}.$$

Графики $U^{(2)}_{Анб\,0}$ и $U^{(2)}_{Анм\,0}$ показаны на рис. 7-17 сплошными линиями. Область значений напряжения U_A, ограниченная рассматриваемыми графиками, является областью допустимых напряжений, поддержание которых на шинах 110 *кв* подстанции *A* обеспечивает требуемые напряжения на шинах подстанции *2*.

Однако в рассматриваемом примере подстанция *A* является источником питания как потребителей подстанции *1*, так и нагрузки подстанции *2*. Поэтому напряжение на шинах ее должно одновременно удовлетворять условиям, которые определяются заданными напряжениями подстанций *1* и *2*. Это может иметь место в том случае, когда зоны допустимых напряжений, ограниченные на рис. 7-17 сплошными и штриховыми линиями, частично или полностью совмещаются.

На рис. 7-17 можно выделить несколько характерных периодов времени. Периоды *I* и *III* отличаются тем, что зоны допустимых значений напряжения U_A, определяемые по напряжениям подстанций *1* и *2*, частично совмещаются. При этом можно найти напряжения, при которых на шинах как подстанции *1*, так и подстанции *2* обеспечиваются требуемые напряжения. Зоны таких значений напряжений U_A на рисунке заштрихованы. Соответствующие им периоды времени (*I* и *III*) могут быть названы периодами *совместного регулирования*. В течение этих периодов имеется принципиальная возможность централизованного регулирования напряжения одновременно на подстанциях *1* и *2* путем изменения напряжения на шинах 110 *кв* подстанции *A*.

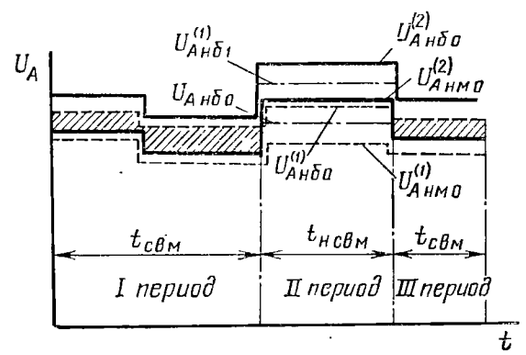


Рис. 7-17

Период *II* должен быть назван периодом *несовместного регулирования*. В этом случае нельзя осуществить централизованное регулирование, поскольку напряжения U_A, обеспечивающие заданные напряжения подстанции *2*, превышают соответствующие напряжения, требуемые по условиям работы подстанции *1*. Поэтому проблема регулирования может быть решена только при осуществлении местного регулирования либо на обеих подстанциях *1* и *2*, либо на одной из них.

Местное регулирование может быть реализовано путем изменения коэффициента трансформации. Допустим, что в рассматриваемом примере имеется возможность изменять коэффициент трансформации на подстанции *1*. Тогда, увеличив этот коэффициент до значения $k^{(1)}_{т1}$, можно получить на шинах подстанции *A* желаемые напряжения

$$U^{(1)}_{A\,нб\,1} = U_{1\,нб}\,k^{(1)}_{т\,1} + \Delta U_{\Sigma\,нб\,1};$$

$$U^{(1)}_{A\,нм\,1} = U_{1\,нм}\,k^{(1)}_{т\,1} + \Delta U_{\Sigma\,нм\,1}.$$

Нетрудно видеть, что при $k^{(1)}_{т1} > k^{(0)}_{т1}$ значения $U^{(1)}_{A\,нб\,1} > U^{(0)}_{A\,нб\,1}$ и $U^{(1)}_{A\,нм\,1} > U^{(0)}_{A\,нм\,1}$ при тех же заданных в качестве желаемых напряжениях $U_{1нб}$ и $U_{1нм}$. Графики, приведенные на рис. 7-17, показывают, что при повышении напряжений $U^{(1)}_{Анб}$ и $U^{(1)}_{Анм}$ в течение *II* периода вся зона требуемых значений напряжений $U^{(1)}_A$ передвигается вверх (штрихпунктирные линии). При этом появляется возможность совмещения зон, определяемых условиями работы как подстанции *2*, так и подстанции *1*.

При оценке условий практической реализации местного регулирования следует различать два случая. В первом из них длительность периодов несовместного регулирования относительно невелика, причем чередование периодов совместного и несовместного регулирования происходит на протяжении суток. В этих условиях требуется изменять коэффициенты трансформаторов, осуществляющих местное регулирование, через короткие промежутки времени. Такое регулирование может быть достигнуто только при установке трансформаторов с РПН.

В некоторых случаях периоды совместного и несовместного регулирования могут быть значительными, соизмеримыми с длительностью отдельных сезонов года. Задача местного регулирования напряжения

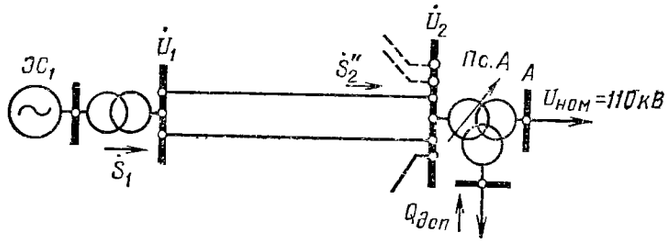


Рис 7-18

при этом упрощается и может быть решена при помощи трансформаторов, у которых переключение коэффициентов трансформации производится при отключении их от сети. Это более сложная эксплуатационная операция, чем переключение под нагрузкой. Однако ввиду малочисленности отключений в рассматриваемых случаях такие операции могут считаться вполне приемлемыми.

Рассмотрим условия работы подстанции A совместно с другими элементами электрической системы. Для этого обратимся к схеме, приведенной на рис. 7-18, на которой узловая подстанция A связана с электростанцией *1* двухцепной линией электропередачи. Режим работы этой системы будем рассматривать, считая заданными напряжения на шинах 110 *кв* подстанции A в соответствии с указанными ранее требованиями.

Между напряжениями в начале и конце линии существует связь, отражаемая выражением*

$$U_1 = U_{A\,220} + \Delta U_л + j\delta U_л, \qquad (7\text{-}17)$$

где

$$U_{A\,220} = U_{A\,110}\, k_{тA} + \Delta U_т;$$

$$\Delta U_л = \frac{P_2'' r_л + Q_2'' x_л}{U_{A\,220}}; \quad \delta U_л = \frac{P_2'' x_л - Q_2'' r_л}{U_{A\,220}}.$$

Записанные формулы показывают, что заданному режиму подстанции A отвечает вполне определенное напряжение U_1 на шинах высшего напряжения электростанции. Точно так же вполне определенно устанавливается и мощность, которую эта электростанция должна выдать, поскольку

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_2'' + \Delta P_л + j\,(Q_2'' + \Delta Q_л - Q_c'), \qquad (7\text{-}18)$$

где

$$\Delta P_л = \frac{P_2''^2 + Q_2''^2}{U_{A\,220}^2} r_л; \quad \Delta Q_л - \frac{P_2''^2 + Q_2''^2}{U_{A\,220}^2} x_л;$$

$$Q_c' = U_1^2 b_л/2.$$

Следовательно, для того чтобы были выдержаны заданные напряжения на шинах подстанции A, необходимо соблюдение двух условий:

1) напряжение на шинах станции должно иметь значение, найденное в соответствии с (7-17);

в) мощность, отдаваемая станцией, должна составлять величину, вычисленную по (7-18). Последнее условие, в сущности, определяет требование лишь к реактивной мощности.

Можно представить несколько случаев.

1. Располагаемая реактивная мощность генераторов электростанции достаточна для того, чтобы поддержать требуемое напряжение на шинах U_1, причем это напряжение не превосходит предельного значения по классу изоляции. При этом напряжение на шинах подстанции A будет иметь заданную величину.

2. Располагаемая реактивная мощность генераторов допускает возможность поддержания необходимого напряжения U_1, которое, однако, превышает предельно допустимое значение. Следовательно, реализовать требуемый режим не представляется возможным. В этом случае необходимо изменить требования к величине напряжения на шинах станции, для чего следует уменьшить: а) коэффициент трансформации $k_{тA}$, б) реактивную мощность Q в линии между станцией и подстанцией A, установив на подстанции тот или иной дополнительный источник реактивной мощности $Q_{доп}$. Формулы, определяющие отдельные составляющие в выражении (7-17), показывают, что в обоих этих случаях возможно уменьшение U_1 при тех же значениях напряжения U_{A110} на шинах 110 *кв* подстанции A.

3. На станции отсутствует необходимая располагаемая реактивная мощность. Установить требуемый режим при этих условиях можно, уменьшив требуемую от станции реактивную мощность и установив дополнительный источник на подстанции A.

На основании изложенного следует сделать вывод о целесообразности, а в ряде случаев, и необходимости установки на узловых подстанциях системы трансформаторов с РПН и дополнительных источников реактивной мощности. Справедливость такого вывода может быть подтверждена, если рассмотреть условие регулирования на шинах узловой подстанции в еще более сложной схеме, в большей степени отвечающей особенностям реальной электрической системы (рис. 7-19).

В схеме, приведенной на рис. 7-19, имеются две электрические станции, что позволяет в простейшей форме отразить возможность перераспределения мощностей между станциями, как это имеет место

---

* Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1972, § 4-2, 4-3.

в электрических системах. В рассматриваемой схеме показано несколько подстанций, каждая из которых может в системе выполнять те же функции, что и подстанция *А*.

В данном случае условия регулирования напряжения на шинах подстанции *А* осложняются тем, что необходимая реактивная мощность станций и напряжение на их шинах определяются требуемыми напряжениями не одной, а нескольких подстанций системы. Эти требования могут оказаться противоречивыми и определять несовместимость регулирования. Следовательно, в сложной системе необходимо предусматривать местное регулирование на узловых подстанциях, устанавливая на них трансформаторы с РПН и дополнительные источники реактивной мощности. Последние не только обеспечивают баланс при дефиците реактивной мощности на станциях, но также и расширяют возможности перераспределения реактивной мощности по системе. Распределение реактивной мощности является частью общей задачи оптимизации режима. В ряде случаев, увеличивая число степеней свободы, можно получить более экономичное решение этой задачи.

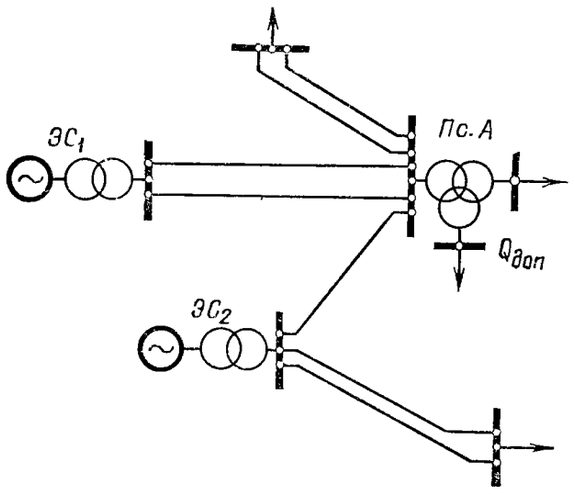


Рис. 7-19

Таким образом, регулирование напряжения в электрической системе должно обеспечивать требуемые напряжения на шинах низшего напряжения подстанций, контроль за напряжениями в узловых точках сетей высшего напряжения и экономичное распределение мощностей. Следовательно, отыскание наилучшей системы регулирования напряжения является сложной комплексной задачей, иногда не имеющей единственного решения. В каждой системе задача решается с учетом местных особенностей, при обязательном учете ограничения предельных значений напряжения и использовании методов получения оптимальных технико-экономических решений. В ряде случаев при этом могут приниматься во внимание дополнительные требования повышения пропускной способности электрической сети и ее отдельных линий.

§ 7-7. АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Характерной особенностью развития современных электрических систем является интенсивное внедрение средств автоматического регулирования для регулирования режимов отдельных элементов системы, а также в той или иной мере для управления режимом всей системы в целом. Применение средств автоматического регулирования позволяет существенно улучшить технико-экономические характеристики режима системы, облегчить труд обслуживающего персонала и повысить надежность работы системы.

Средства автоматики применяются для регулирования частоты. Одной из проблем является автоматическое вторичное регулирование частоты ведущими станциями. Использование на ведущих станциях совершенных регуляторов частоты освобождает персонал от утомительного визуального контроля частоты и позволяет существенно улучшить качество регулирования, что отвечает требованиям, которые предъявляет ныне действующий ГОСТ на качество электроэнергии.

Система автоматического вторичного регулирования частоты состоит из устройств, контролирующих изменения частоты, а также устройств, воздействующих на первичные двигатели электростанций. Такое воздействие на ведущей станции должно осуществляться на все агрегаты станции, причем так, чтобы все они работали в экономически целесообразном режиме. Существующие системы регулирования успешно решают эти задачи.

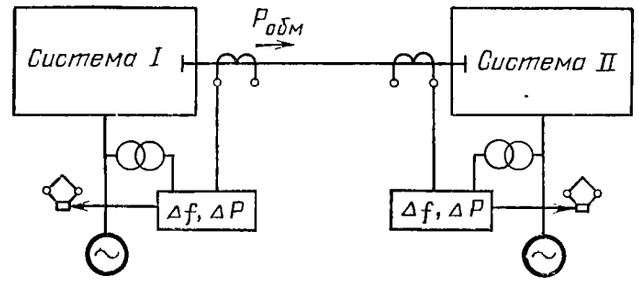


Рис. 7-20

Другая проблема регулирования частоты является следствием отключения нагрузки при снижении частоты в послеаварийных режимах системы и отсутствия в этих режимах необходимых резервов мощности. Применение АРЧ в таких условиях позволило существенно повысить надежность работы системы, исключив одну из возможных причин общесистемных аварий. Применение автоматических устройств для повторного включения нагрузки при восстановлении частоты позволяет сократить время перерыва питания потребителей, отключенных системами АРЧ. Благодаря этому уменьшается недоотпуск энергии и повышаются технико-экономические показатели работы системы.

Значительный положительный эффект достигается при использовании систем автоматического регулирования для регулирования частоты в объединенных системах, имеющих электропередачи с пропускной способностью, меньшей, чем возможные набросы мощности в объединенной системе. В § 7-5 показано, что в этих условиях регулирование частоты должно вестись с одновременным контролем за обменной мощностью, передаваемой по линиям, связывающим отдельные системы.

Рассмотрим условную схему объединенной электрической системы, показанную на рис. 7-20, где отмечены ведущие станции каждой из систем, входящих в объединение. Режим этих станций при изменениях частоты должен регулироваться таким образом, чтобы обменная мощность $P_{обм}$ не превосходила некоторого наперед заданного значения. Это требование может быть выполнено при использовании системы регулирования, в которой частоту в объединенной системе регулирует

лишь одна ведущая станция. При этом ведущая станция другой системы изменяет свою мощность только по условию поддержания заданной величины обменной мощности.

Одна из возможных систем автоматизации процесса регулирования в рассматриваемых условиях может быть названа *системой селективного регулирования частоты*. Идея метода регулирования такой системы может быть пояснена следующими рассуждениями.

Допустим, что причиной понижения частоты явилось увеличение нагрузки в системе *II* при перетоке мощности из системы *I* в систему *II*. Действие первичных регуляторов в этом случае приведет к возникновению режима с несколько пониженной частотой ($\Delta f < 0$) и увеличенной мощностью, передаваемой из системы *I* в систему *II*. Если в этих условиях в действие придут вторичные регуляторы частоты в системе *I*, то переток мощности будет увеличиваться и может превзойти заданное предельное значение. Следовательно, нельзя допускать работу регуляторов системы *I*, регулирование частоты должны вести регуляторы системы *II*, в которой произошел наброс мощности.

Для того чтобы автоматически осуществить режим регулирования, ведется контроль за изменением перетока мощности. За ним следят реле направления мощности, включенные так, что за положительное направление мощности принимается направление от шин в линию. В рассматриваемом примере система контроля у шин системы *I* установит, что при набросе мощности в системе *II* значение $\Delta P_{\text{обм}} > 0$. У шин системы *II* будет установлен иной знак приращения мощности: $\Delta P_{\text{обм}} < 0$. Если в системе автоматического регулирования предусмотреть включение вторичных регуляторов в момент, когда знаки у приращений частоты и обменной мощности одинаковы, то в электрической системе, показанной на рис. 7-20, регулирование частоты при набросе в системе *II* будет вести ведущая станция. Автоматические регуляторы частоты ведущей станции системы *I* при этом будут заблокированы и не придут в действие, поскольку в системе *I* $\Delta f < 0$, а $\Delta P_{\text{обм}} > 0$.

Наиболее сложным в проблеме регулирования частоты является привлечение к регулированию нескольких генераторных станций. Такая задача возникает при существенном возрастании мощности электрических систем, при котором возможные набросы мощности могут оказаться больше регулировочного диапазона ведущей станции. Применение автоматики при решении этой задачи связано с возможностью существенного улучшения качества частоты и повышения экономичности режима системы.

Рассмотрим один из методов автоматического регулирования частоты с привлечением нескольких станций, называемый *методом мнимого статизма*. В соответствии с этим методом мощность каждой из станций, участвующих в регулировании, под действием системы автоматического регулирования изменяется по закону, определяемому уравнением

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_{\text{г}k}} \cdot \frac{P_k - \alpha_k \sum_1^n P_i}{P_{\text{ном}\,k}} = 0, \qquad (7\text{-}19)$$

где P_k — фактическая мощность, выдаваемая k-й станцией; $\alpha_{\text{к}}$ — доля суммарной нагрузки, которую требуется передать на k-ю станцию в процессе регулирования частоты; $\sum_1^n P_i$ — сумма мощности (суммарная нагрузка), выдаваемой в сеть всеми n станциями, участвующими в регулировании частоты.

Уравнение (7-19) отвечает статическому закону регулирования, поскольку при появлении небаланса мощности оно удовлетворяется при $\Delta f \neq 0$.

Перепишем уравнение (7-19) применительно ко всем станциям.

Умножив найденные уравнения на произведение $k_{\text{г}i} P_{\text{ном}\,i}$, где для первой станции $i = 1$, для второй $i = 2$ и т. д., и сложив после этого левые и правые части, получим

$$\frac{\Delta f}{f_0} \sum_1^n P_{\text{ном}\,i}\, k_{\text{г}i} + \sum_1^n P_i + (\alpha_1 + \alpha_2 + \cdots + \alpha_n) \sum_1^n P_i = 0. \qquad (7\text{-}20)$$

Все n станций имеют мощность $\sum_1^n P_i$, поэтому $\sum_1^n \alpha = 1$.

Следовательно, уравнение (7-20) может быть представлено в виде

$$\frac{\Delta f}{f_0} \sum_1^n P_{\text{ном}i} k_i = 0. \qquad (7\text{-}21)$$

Уравнение (7-21) отвечает астатическому закону регулирования, так как оно удовлетворяется только при $\Delta f = 0$. Таким образом, при изменении режима каждой из станций в соответствии с законом статического регулирования удается получить результат, достигаемый при астатическом регулировании. При соответствующем выборе коэффициентов α_i имеется возможность осуществить распределение мощностей между станциями, участвующими в регулировании частоты, по условию наивысшей экономичности режима. Следовательно, автоматическое регулирование, осуществляемое непрерывно, дает возможность повысить экономичность режима системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. «Энергия», 1964.

2. Н. Д. Анисимова, В. А. Веников и др. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях. Под ред. Веникова В. А. Госэнергоиздат, 1967.

3. Н. Д. Анисимова, В. А. Веников и др. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление. «Высшая школа», 1967.

4. Электротехнический справочник. «Энергия», 1964.

ГЛАВА 8 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

§ 8-1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Объединение электрических станций в энергосистему, а также отдельных энергосистем в Единую энергосистему дает наибольшую экономичность энергетики.

Напомним кратко* основные технико-экономические преимущества, получаемые при электроснабжении от объединенных энергетических систем.

1. Уменьшение суммарного максимума нагрузки за счет различия в моментах появления пиков нагрузки объединяемых электростанций и систем, т. е. за счет появления

«долготного эффекта», из-за которого часы максимума отдельных систем смещены во времени;

«широтного эффекта», благодаря которому системы с менее продолжительным максимумом могут помогать системам с более продолжительным максимумом;

месячного и годового максимумов.

Укажем для примера, что в Единой энергосистеме европейской части СССР в результате совмещения максимумов электрических нагрузок и снижения аварийных резервов получена экономия в 1,5 млн. *квт* мощности; при отсутствии объединения энергосистем такую мощность пришлось бы вводить заново.

2. Уменьшение резерва мощности.

Каждый генератор на электростанции должен проходить ежегодные предупредительные ремонты. Возможны также непредвиденные аварийные выходы машин из работы. Остающиеся агрегаты должны покрыть всю нагрузку, что возможно только при наличии резервных агрегатов. При двух рабочих агрегатах приходится устанавливать третий резервный, при трех рабочих — четвертый и т. д. Резервные агрегаты повышают стоимость электростанций, так как суммарная установленная мощность возрастает на 30—50%, а иногда и более. В энергетической системе, в которой электростанции работают совместно, достаточен резерв мощности в 15—20%.

---

* Подробно см.: Электрические системы, т. I, II. Под ред. В. А. Веникова.

3. Уменьшение стоимости электроэнергии за счет экономически целесообразного распределения нагрузки между электростанциями.

Нагрузка отдельно работающей электростанции определяется неравномерным графиком нагрузки потребителей. На тепловых электростанциях неравномерная работа увеличивает расход топлива, что вызывает повышение стоимости электроэнергии. На долю гидроэлектростанций, входящих в энергетическую систему, приходится снятие «пиков» нагрузки. При этом на коэффициент полезного действия гидроэлектростанций неравномерность нагрузки влияет относительно мало. В нерабочее для гидротурбин время вода накапливается за плотиной. Снятие пиков нагрузки выравнивает режим работы тепловых электростанций. Суммарная нагрузка энергетической системы распределяется так, чтобы получить минимальную стоимость электрической энергии у потребителя.

Таким образом, объединение электростанций различных районов приводит к выравниванию суммарного графика нагрузки. Однако максимальные нагрузки отдельных районов не совпадают по времени. Выравнивание графика нагрузки позволяет улучшить работу электростанций и снизить стоимость электроэнергии.

4. Улучшение использования мощности и энергии гидроэлектростанций и повышение их экономичности.

Последнее поясним на примере Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС. Если бы эта ГЭС питала только районы, прилежащие к Волгограду, то, как показывают расчеты, можно было бы использовать лишь агрегаты той мощностью, которые на ней установлены. Объединение ее с системой Мосэнерго оправдало бы установку существующих агрегатов, а включение ее в Единую энергетическую систему европейской части СССР позволило установить на ней дополнительные агрегаты. Основные гидротехнические сооружения остаются неизменными в указанных вариантах, а дополнительные агрегаты в существующем третьем варианте, по сравнению со вторым, значительно улучшают экономические показатели этой важной гидроэлектростанции. В объединенных энергосистемах наиболее полно используются те электростанции, которые дают самую дешевую энергию. Менее выгодные подключаются только в часы пиков и в периоды больших нагрузок. Особенно выгодно объединение гидравлических и тепловых электростанций. ГЭС более маневренны, чем тепловые. На ГЭС для увеличения нагрузки достаточно открыть направляющий аппарат гидротурбины; на тепловой же электростанции для этого нужно растапливать котел и прогревать турбину, что требует времени, или держать агрегат в состоянии «горячего резерва», что связано с перерасходом топлива. Поэтому ГРЭС целесообразно использовать для покрытия базисной части графика нагрузки, а гидроэлектростанции — пускать на полную мощность только в периоды пиков нагрузки. В часы минимума нагрузки выгодно останавливать на ГЭС большую часть машин и накапливать воду за плотиной. Оба вида электростанций будут использоваться при этом наиболее экономично.

5. Использование местных электрических ресурсов.

В условиях энергетической системы часть электростанций сооружается вблизи местных энергетических запасов и источников (реки, уголь, торф, сланцы). Благодаря этому уменьшается потребление привозного топлива и разгружается транспорт.

6. Возможность установки более мощных агрегатов.

Мощность отдельно работающей электростанции определяется нагрузкой соответствующих ей потребителей. При этом приходится строить ряд электростанций с агрегатами небольшой мощности. В энергетической системе допустимо сооружение электростанций и установка агрегатов большой мощности, что приводит к снижению стоимости установленного киловатта электростанций и расходов на эксплуатацию. Исследования показали целесообразность использования машин мощностью 3—5% суммарной мощности энергосистемы. Следовательно, генератор в 600 *Мвт* выгодно устанавливать в системе мощностью не менее 12—20 *Гвт*.

Таким образом, целесообразно крупные агрегаты объединять в энергосистемы.

7. Повышение надежности электроснабжения.

Созданием энергосистем достигается максимальная надежность и бесперебойность работы энергопотребителей, обеспечивается должное качество электроэнергии при самом экономичном решении.

Имеются и другие преимущества в создании мощных объединенных энергосистем; эти преимущества могут быть наиболее полно выявлены и количественно оценены в конкретных условиях.

Энергосистемы могут объединяться путем сооружения слабых и сильных связей. В первом случае затраты на объединение систем меньше, чем во втором, но из-за малой пропускной способности межсистемных линий все преимущества объединения не могут быть использованы. Пропускная способность межсистемных связей должна выбираться на основании технико-экономических расчетов путем сравнения получаемых от объединения преимуществ с требуемыми затратами.

Проектирование энергосистемы, как правило, не начинается «с нуля». Энергосистемы формируются из уже работающих станций, энергоузлов, более мелких систем. Географическое расположение, народнохозяйственная значимость и перспективный план их развития определяют экономические предпосыки для проектирования энергосистем. Основная задача проектирования энергосистемы состоит в выборе ее оптимальной структуры, т. е. в отыскании оптимального варианта развития генерирующих мощностей энергосистемы в совокупности с системообразующими линиями электропередачи. Проектом должно предусматриваться сооружение также новых электростанций и электропередач, при которых достигаются наиболее экономичные показатели создаваемой энергосистемы.

Экономические предпосылки для проектирования энергосистем, кроме общих принципиальных положений, определяемых закономерностями планового развития социалистического народного хозяйства, содержат целый ряд положений, зависящих от конкретных условий. Для определения конкретных экономических предпосылок надлежит произвести предварительные исследования по трем направлениям:

выявить электропотребление, его величину и размещение, изменение электропотребления во времени — графики нагрузки;

рассмотреть топливные ресурсы, возможности создания тепловых электростанций, потребность в тепловой энергии для промышленности и бытовых нужд;

рассмотреть водные ресурсы, произвести водноэнергетические и водохозяйственные расчеты, проанализировать необходимость построения гидростанций.

Именно разработка перечисленных вопросов позволит выявить и обосновать экономические предпосылки развития и проектирования электрических систем. В результате проектных разработок создаются схемы развития электрических систем. В этих схемах определяются в конечном счете необходимые данные. Это прежде всего сроки ввода электростанций, подстанций и линий электропередач в течение проектного периода; приближенная оценка укрупненных показателей капитальных вложений, необходимых для осуществления ввода электростанций и сетей. Кроме того, необходимы учет средств для обеспечения дальнейшей их эксплуатации; сводка потребностей электростанций в топливе, составляемая на основе баланса энергии, который выполняется с помощью ориентировочного распределения выработки электроэнергии между характерными группами тепловых электростанций с учетом режимов электро- и теплопотребления, экономических показателей оборудования, а также режимов топливоснабжения. При этом определяются затраты на выработку электроэнергии в системе для различных режимов по показателям электростанций, замыкающих баланс системы в соответствующих зонах графика нагрузки.

§ 8-2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Роль развития энергетики весьма велика, так как именно от энергетики непосредственно зависит работа и успешное решение задач всех отраслей народного хозяйства. Энергетика должна развиваться более быстрыми темпами по сравнению с другими отраслями народного хозяйства как по выпуску продукции, так по увеличению производственных мощностей — основных фондов. Относительный прирост установленной мощности электростанций и пропускной способности электрических сетей должен опережать прирост потребления электроэнергии всеми отраслями народного хозяйства.

Начало развитию энергосистем в нашей стране было положено планом ГОЭЛРО — планом электрификации России, принципы которого привели к созданию мощных объединенных энергетических систем, в том числе Единой энергетической системы (ЕЭС) европейской части СССР и Объединенной энергосистемы (ОЭС) Центральной Сибири. В настоящее время поставлена и решается задача создания Единой энергетической и электрической системы СССР. Поэтому задачу проектирования электрических систем следует рассматривать

как задачу развития Единой энергетической системы* страны. Однако при проектировании энергосистем очень важно учитывать интересы и специфику административных и экономических районов. Поэтому, в свою очередь, перспективное проектирование развития Единой энергетической и электрической системы СССР должно основываться на перспективах развития отдельных электрических и энергетических систем и их объединений.

Задачи проектирования развития энергетических систем состоят в установлении наилучших путей их развития, определении объектов нового энергетического строительства и сроков их ввода с расчетом покрытия энергетических потребностей при наиболее благоприятных технико-экономических показателях. Проектирование энергосистем должно включать техническое и экономическое обоснования развития электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации, считая и средства управления. Средства управления должны обеспечивать надежное и качественное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией в требуемых размерах при возможно меньших затратах на развитие и эксплуатацию данной энергосистемы.

Проектирование электрических систем осуществляется в следующем порядке. Прежде всего составляется технико-экономический доклад (ТЭД), предусматривающий решение принципиальных вопросов на перспективу — 15—20 лет. В технико-экономическом докладе устанавливаются:

1) оптимальные пропорции в развитии различных типов электростанций (КЭС на разных видах топлива, ТЭЦ, ГЭС, специализированных пиковых установок), условия их использования и основные параметры;

2) основные принципы построения ЕЭС (определение направлений и параметров дальних передач, выбор системы напряжений основной сети ЕЭС и т. п.) и принципиальные вопросы организации эксплуатации и управления ЕЭС;

3) размеры капиталовложений и материальных ресурсов, необходимых для намечаемого развития энергетики.

На основании ТЭДов формулируются требования к смежным отраслям промышленности (энергомашиностроительной, электротехнической, топливной), принимаются решения по направлениям научно-исследовательских работ, организуется разработка ТЭО** по сооружению крупных электростанций, выбираются параметры нового энергетического и электротехнического оборудования.

Дальнейшее проектирование, осуществляемое на основании ТЭДа, предусматривает составление схем развития (системы, линий передачи, распределительных сетей, организации эксплуатации, включая диспетчерское управление) и технического проекта, включая системную автоматику. Рассмотрим подробнее эти составляющие.

---

* Под *электрической системой* понимается электрическая часть энергетической системы. Все вопросы развития электрической системы находятся в прямой зависимости от развития энергетической системы, поэтому ниже иногда не будет подчеркиваться разница между этими понятиями.

** ТЭО — технико-экономические обоснования

Схемы развития Единой энергетической системы (ЕЭС) и Объединенных электрических систем (ОЭС), обычно разрабатываемые на 5 лет с учетом последующих 5—7 лет, представляют собой такие проектные материалы, на основании которых выделяются средства на проектирование электростанций, линий электропередачи и подстанций основной сети и составляются 5-летние планы строительства. Обычно это называется «открытие титула».

В задачи разрабатываемых схем входят обоснование рекомендаций по размещению, мощности и очередности строительства отдельных электростанций на перспективу до 10 лет, а также выбор конфигурации, параметров и очередности развития основной сети, выявление основных требований к противоаварийной автоматике. На основании полученных схем оцениваются потребности в капиталовложениях, топливе, оборудовании.

Схемы развития отдельных электрических систем подготавливаются после разработки схем ЕЭС и ОЭС. Они обычно составляются более подробно на 5 лет, при этом учитывается дальнейшая перспектива их роста, которая также охватывает примерно 5-летний период (иногда 2—3 года).

Разработка схем развития электрических систем включает следующие вопросы:

1) составление балансов активной и реактивной мощностей и энергии, выбор оптимальных источников энергии и обеспечение достаточной надежности работы;

2) определение основных показателей суммарного потребления энергии, что в значительной мере содействует успешному решению задач проектирования;

3) определение конфигурации, параметров и очередности строительства сетей;

4) выявление необходимых капиталовложений на оборудование всех видов.

Схемы развития распределительных сетей системы охватывают сетевые районы, промышленные узлы, города с населением в 150 тыс. человек и более, электрифицируемые железные дороги, сельские местности. Такие схемы развития являются исходным материалом при проектировании отдельных линий электропередачи, подстанций, сети города, сельского района и прочих проектных работ, связанных с развитием и реконструкцией электрической сети. В задачи, решаемые при разработке схем, входит:

1) выбор конфигурации распределительной сети;
2) установление параметров сети;
3) обоснование параметров подстанций;
4) составление рекомендаций по очередности строительства;
5) определение необходимых капиталовложений.

Схемы организации эксплуатации электрических систем выполняются в соответствии со схемами развития энергосистем. При составлении этих схем намечаются способы ремонтного обслуживания

электростанций, ремонтно-эксплуатационного и оперативного обслуживания электрических сетей, организации диспетчерского управления, выполнения каналов связи и схем телемеханики, создания структуры административного управления энергосистемой. В соответствии с полученными материалами устанавливаются капиталовложения на те технические средства, которые необходимы для эксплуатации. После осуществления этих работ составляются схемы развития средств диспетчерского и технологического управления системами.

Здесь дается технико-экономическое обоснование организации и развития средств автоматического регулирования, вычислительной техники, телемеханики и связи. При этом рассматриваются:

1) структура диспетчерского управления и основное оборудование диспетчерских пунктов;

2) виды необходимого автоматического регулирования, телемеханики, вычислительной техники и связи;

3) схемы каналов связи, телемеханики и автоматического регулирования, с выбором необходимых частот радиоканалов и каналов высокой частоты;

4) величины капитальных вложений.

Технический проект противоаварийной автоматики системы выполняется после утверждения «схем развития». При выполнении технического проекта разрабатываются структурная схема противоаварийной автоматики, схемы размещения устройств по объектам.

Этой работе предшествует расчет режима, включая достаточно подробный анализ статической и динамической устойчивости, учитывающий структурную схему автоматики, средства улучшения устойчивости.

Технический проект является основой для составления рабочих чертежей противоаварийной автоматики.

Технико-экономическое обоснование решений, принимаемых при проектировании энергосистем, сводится к сопоставлению вариантов выполнения схем, проектов и т. п. для системы в целом или для отдельных ее элементов. При сравнении вариантов наиболее существенны экономические показатели, поэтому очень важно для каждого варианта знать стоимость его реализации.

Экономическим критерием при выборе оптимального варианта обычно считают величину приведенных затрат («Инструкция по определению эффективности капиталовложений»). При сравнении вариантов необходимо, чтобы они были:

1) технически сопоставимы, т. е. позволяли бы выполнить поставленную задачу при удовлетворении всех технических требований, установленных соответствующими нормами, обеспечивая при этом необходимую надежность;

2) экономически сопоставимыми, т. е. давали бы одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) и учитывали бы весь комплекс народнохозяйственных затрат, связанных с его достижением (включая затраты в смежные звенья энергетики и сопряженные отрасли народного хозяйства) и оцениваемых по показателям, сопоставимым с точки зрения полноты учета конкретных условий сооружения и эксплуатации объектов, уровня применяемых цен и тарифов, уровня техники строительных работ и т. п.

При сравнении вариантов структуры энергосистем и схем основных сетей за расчетный срок обычно принимается 10 лет, при сравнении вариантов распределительных сетей — 5 лет. При расчетах потери энергии учитываются только для энергетических объектов нового строительства и оценивается разница этих потерь энергии в сети, общей для сравниваемых вариантов. Обычно для энергетических объектов (систем и др.) экономические характеристики вблизи минимума весьма пологи. Поэтому часто могут появиться варианты, отличающиеся по приведенным затратам на величину менее 3—5%. Такие варианты считаются равноэкономичными и в пределах зоны равноэкономичности лучший вариант выбирается уже не из экономических показателей, а из оценки тех качеств варианта, которые не учитывались в экономическом сравнении (перспективности, надежности, конъюнктуры с получением оборудования, степени влияния на биосферу, демографических и социальных факторов и т. д.).

Вследствие неопределенности исходной информации, положенной в основу принятия решений, рекомендуется анализ вариантов и их технико-экономическую оценку производить для различных альтернатив исходных показателей, например, для различных уровней потребления энергии, различном размещении потребителей и электростанций, а также применять специальные приемы исследований.

§ 8.3. ВЫЯВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ

Важнейшим исходным материалом, определяющим в значительной мере качество проектных решений энергосистем, служат данные о величинах электропотребления и электрических нагрузок на соответствующие проектные расчетные уровни. Решения считаются наиболее целесообразными, если в расчетах учитываются динамика роста нагрузок во времени и перспектива развития систем электроснабжения. Необходимо, чтобы при проектировании новых электростанций, подстанций и линий развитие энергетических систем рассматривалось на достаточно значительный период времени — на 10—20 лет с учетом изменения всех расчетных параметров. В результате важно найти такой вариант постепенного развития, такую очередность включения новых энергетических объектов разного назначения, при которых, с одной стороны, была бы обеспечена возможность надежного электроснабжения всей совокупности намечаемых к присоединению потребителей энергии, а с другой стороны, потребовались бы наименьшие затраты народного хозяйства на протяжении заданного перспективного периода. Проектирование энергосистемы как сложного комплекса энергообъектов ведется с бóльшим опережением по времени, чем проектирование отдельных промышленных объектов, энергопитание которых производится от проектируемой системы. Поэтому получение достаточно надежных исходных данных относительно

роста электропотребления промышленности, транспорта, сельского хозяйства весьма сложно.

В каждом конкретном случае проектирование той или иной энергосистемы выявление электропотребления и составление графиков нагрузки может быть проведено лишь как вероятное, обоснованное общими директивными указаниями, работами Госплана и проектно-исследовательских институтов*. Электропотребление на перспективу проводится обычно с помощью расчетов, которые иногда называют *централизованными и децентрализованными.*

Централизованные расчеты выполняет головная проектная организация для всего Советского Союза, включая союзные республики и крупные экономические районы. Расчеты определяют уровни электропотребления по ЕЭС с разбивкой по ОЭС. Они дифференцируются по основным отраслям народного хозяйства и отраслям промышленности.

Децентрализованные расчеты проводятся по ЭС и сетевым районам. Они определяют необходимую энергию (в основном для максимумов электрических нагрузок) по отдельным потребителям, подстанциям и сетевым районам.

Различные этапы проектирования энергосистем предъявляют различные требования к получению исходных данных по электропотреблению. Так, при разработке схем развития ОЭС используются результаты централизованных расчетов с учетом территориального распределения по ЭС и энергоузлам, причем последние данные уточняются на основании результатов децентрализованных расчетов.

При разработке схем развития отдельных систем, распределительных сетей, сетевых районов и т. п. ориентируются на децентрализованные расчеты, учитывая полученные при проектировании ОЭС уровни электропотребления. На этом этапе проектирования могут выявиться расхождения между намечающимся ростом электропотребления отдельных предприятий и сетевых районов и данными централизованных расчетов. В этом случае необходимо провести соответствующие уточнения с данными головной проектной организации.

Централизованные расчеты проводятся исходя из укрупненных удельных норм расхода электроэнергии и укрупненных данных об объемах производства отраслей промышленности и уровнях развития сельского хозяйства, транспорта и коммунального хозяйства.

При определении уровней электропотребления учитывается динамика укрупненных показателей, намечаемые темпы роста сопоставляются с темпами прошедших лет.

При вычислении ожидаемых объемов производства промышленной продукции и уровней развития сельского хозяйства, транспорта и коммунального хозяйства используются:

1) материалы, устанавливающие директивы по основным направлениям развития и уровням электрификации народного хозяйства страны;

* Основными материалами здесь являются разработки Энергосетьпроекта, в частности «Нормы технологического проектирования и развития энергосистем», которыми широко пользовались авторы настоящей работы.

2) материалы Госплана СССР и госпланов союзных республик, а также пятилетние планы, составленные союзными и республиканскими министерствами;

3) технико-экономические доклады проектных и научно-исследовательских институтов о развитии отраслей и подотраслей промышленности, сельского хозяйства, транспорта и коммунального хозяйства;

4) схемы развития и планировки производительных сил областей, краев, республик.

Во всех расчетах значения удельного потребления принимаются исходя из уровней электрификации, обеспечивающих рост энерговооруженности труда, совершенствование комплексной механизации и автоматизации производственных процессов при высоком уровне электрификации быта.

Электропотребление, обусловленное производственной нагрузкой сельского хозяйства (на 1 *га* пашни) и коммунально-бытовой нагрузкой (на одного жителя), в проектах ЕЭС и ОЭС определяется на основе укрупненных удельных норм расхода электроэнергии, разрабатываемых головной проектной организацией для всех основных экономических районов страны.

Существенное влияние на схему электрических сетей может оказать способ определения роста электропотребления сетевых районов и отдельных потребителей. При этих разработках исходная информация дополняется конкретными данными по перспективе развития основных крупных потребителей.

При проектировании энергосистем основными параметрами режима электропотребления являются: совмещенный максимум нагрузки энергосистемы, годовое число часов использования максимума нагрузки и характерные графики нагрузки (суточные, месячные, годовые). Эти параметры находятся исходя из отраслевой структуры электропотребления проектируемого энергетического объединения.

В каждом конкретном случае проверяются и корректируются принимаемые расчетные коэффициенты, для чего на основе принятой структуры электропотребления данной энергосистемы строятся графики нагрузки, сравниваемые с отчетными графиками, и анализируются тенденции изменения формы графика нагрузки энергосистемы. Максимальная нагрузка определяется двумя величинами — *регулярным максимумом* (математическим ожиданием устойчивой максимальной нагрузки энергосистемы) и *нерегулярным максимумом* (учетом случайных набросов нагрузки).

Отчетный годовой максимум нагрузки следует считать нерегулярным. Регулярным максимумом нагрузки пользуются при расчетах схем развития ОЭС. Случайные набросы нагрузки, выражающиеся разностью между нерегулярным и регулярным максимумами, учитываются в балансах мощности, обеспечивая необходимые резервы.

При разработках схем развития ЭС и распределительных сетей ЭС обычно оперируют с нерегулярным максимумом нагрузки.

Таким образом, при проектировании важно определить основные показатели расходной части электробаланса, к которым относятся

электропотребление, максимум нагрузки энергосистемы и режим электропотребления.

Рассмотрим некоторые методы прогнозирования электропотребления перспективных нагрузок*.

Метод прямого счета определяет ожидаемое электропотребление по отдельным отраслям народного хозяйства с последующим суммированием. Электропотребление отдельных отраслей может быть подсчитано по методу удельного расхода электроэнергии на единицу продукции. Удельные расходы электроэнергии берутся с учетом планируемого улучшения технологии, внедрения нового оборудования, совершенствования организационных форм управления промышленностью и т. д.

Величина суммарного ожидаемого электропотребления в энергосистеме на этап времени t

$$W_t = \sum_{i=1}^{n} W_{\text{уд}\,it}\,\Pi_{it}, \qquad (8\text{-}1)$$

где n — число групп потребления; $W_{\text{уд}\,it}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции в i-й группе потребителей в t-м году; Π_{it} — планируемый объем выпуска продукции в t-й год в i-й группе потребителей.

При расчете электропотребления системы часто выделяются следующие группы потребителей: промышленность ($W_{\text{пр}}$), транспорт ($W_{\text{т}}$), сельское хозяйство ($W_{\text{с. х}}$) и коммунально-бытовой сектор ($W_{\text{к.-б}}$). Тогда суммарное электропотребление

$$W_t = W_{\text{пр}} + W_{\text{т}} + W_{\text{к-б}} + W_{\text{с.х}}. \qquad (8\text{-}2)$$

Наиболее точно прогнозированию поддается потребление электроэнергии промышленностью и транспортом, которое в современных энергосистемах составляет 70—80% от общего потребления.

Погрешность метода прямого счета составляет обычно 8—12% на период прогнозирования 10—20 лет.

Методы, основанные на непосредственной экстраполяции электропотребления, могут быть использованы при наличии статистической информации о потреблении электроэнергии за прошлые годы. При этом для прогнозирования стараются применять наиболее простые формулы, позволяющие подсчитать электропотребление в целом для энергосистемы или для отдельных узлов нагрузки. Эти формулы обычно содержат известное электропотребление в какой-либо период развития энергосистемы и среднегодовой прирост электропотребления, найденный по статистическим данным прошлых лет. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов, согласно которой электропотребление в t-м году

$$W_t = W_0\,(1 + n/100)^{t-t_0}, \qquad (8\text{-}3)$$

* Вопросы прогнозирования рассмотрены также в пятой книге серии «Электрические системы». «Кибернетика электрических систем» под ред. В. А. Веникова.

где W_0 — известное базисное электропотребление; n — среднегодовой прирост потребления электроэнергии, %; t_0 — базисный год, в котором наблюдалось потребление электроэнергии W_0.

Иногда прогнозирование электропотребления ведут по формуле

$$W_t = W_0\,[1 + (n/100)\,(t - t_0)]. \qquad (8\text{-}4)$$

Имеются методы, **основанные на функциональной зависимости электропотребления от других—одной или нескольких—переменных величин**. В качестве таких величин принимаются индекс промышленного производства, национальный доход, объем промышленной продукции и другие показатели, определяющие потребление электроэнергии в энергосистеме или в отдельном узле нагрузки.

Для прогнозирования электропотребления на 5 лет часто пользуются выражением

$$W_5 = W_0 J_5 k_5, \qquad (8\text{-}5)$$

где J_5 — индекс* промышленного производства на 5-летний период; k_5 — коэффициент для 5-летнего прогнозирования:

$$k_5 = 1{,}58 - 0{,}34 J_5. \qquad (8\text{-}6)$$

Известны и другие выражения для расчета электропотребления. Во Франции, например, применяют зависимоть

$$W_t = W_0\,(J_t/J_0)^{0{,}4}\,1{,}05^t,$$

где J_0 и J_t — базисный и перспективный индексы промышленного производства; t — расчетный период.

Множитель в скобках учитывает снижение темпов прироста электропотребления. Перспективным следует признать разработку экономико-математических методов и создание математических моделей. Эти методы предполагают установление корреляционной связи между потреблением энергии и факторами, влияющими на развитие энергетики. Так, например, для прогнозирования потребления электроэнергии угольными шахтами предложены зависимости удельного электропотребления, отнесенного к удельной установленной мощности электроприводов, от производительности шахт.

Расчетные значения суммарного годового потребления электроэнергии на перспективный год для всех групп потребителей с учетом потерь в электрических сетях энергосистемы и расхода на собственные нужды электростанций позволяет подсчитать основной показатель расходной части баланса электроэнергии — годовую выработку электроэнергии:

$$W_{\text{год}} = W_{\text{п}} + \Delta W_{\text{с}} + \Delta W_{\text{с.н}}, \qquad (8\text{-}7)$$

* Индексы (в экономической статистике) — относительные показатели, выражающие развитие экономических явлений; в данном случае показывают отношение планового объема промышленной продукции в последний год пятилетки к достигнутому годовому объему в начале пятилетки.

где $W_{\text{п}}$ — сумма годового потребления всех групп потребителей; $\Delta W_{\text{с}}$ — потери электроэнергии в электрических сетях энергосистемы; $\Delta W_{\text{с.н}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды электростанций.

Плановый расчет удельных потерь электроэнергии затруднителен. Требования, предъявляемые к точности их определения, тем ниже, чем длительнее расчетный период, и их величина может быть установлена на основе квалифицированного технического прогноза. В проектных организациях величины $\Delta W_{\text{с}}$ и $\Delta W_{\text{с.н}}$ часто выражают в долях или процентах от электропотребления, определяемого на основе опыта проектирования и эксплуатации с учетом внедрения новой техники и особенностей структуры энергосистемы.

Кроме упомянутого выше метода удельного расхода электроэнергии на единицу продукции, укажем еще несколько методов определения нагрузок.

Метод технологического графика используется для крупных заводских установок, для которых бывает известен подробный график технологического процесса. Этот график может быть переведен в график электрической нагрузки. К нагрузкам могут быть отнесены, например, крупные отжигательные печи в машиностроении. Для печей технологи тщательно разрабатывают график термической обработки, который строго регламентирует время нагрева и охлаждения. Если известны рабочие мощности для периодов разогрева и охлаждения, нетрудно построить соответствующий электрический график нагрузки, который может быть распространен на несколько смен и даже суток. То же можно сказать и о графиках работы прокатных станов, сварочных машин при автоматическом управлении электронными приборами и др.

Метод удельных нагрузок на 1 м² производственной площади был предложен применительно к силовой нагрузке машиностроительных предприятий и получил распространение в практике проектных организаций при предварительных расчетах для производства с неустановившейся технологией (машиностроение и др.). Наиболее постоянной нагрузкой на 1 $м^2$ площади цеха является освещение. Накопившийся опыт проектирования позволяет установить достаточно точные данные по осветительным нагрузкам различных производств.

Если принять удельную нагрузку на 1 $м^2$ равной $P_{\text{уд}}$, то при площади цеха F ($м^2$) расчетная максимальная нагрузка

$$P_{\text{р}} = \frac{P_{\text{уд}}F}{1000}\ квт; \quad S_{\text{р}} = \frac{S_{\text{уд}}F}{1000}\ кв \cdot а. \tag{8-8}$$

Для представления о величинах удельных нагрузок ($в \cdot а/м^2$ приведем следующие данные:

Силовая	Осветительная	Силовая и осветительная
50—250	20—80	70—300

Статистическим методом определяются нагрузки городов. Статистика ведет подробный учет потребления энергии разными категориями нагрузок. Вырабатываемые нормы потребления (удельные величины потребления энергии на 1 жителя или установленной мощности в киловаттах на 100 жителей) носят более или менее устойчивый характер. К таким потребителям относятся: трамвай, уличное освещение, водопровод и канализация, городская мелкомоторная нагрузка.

Расчетные нагрузки для жилых домов и общественных зданий подсчитываются на основе удельных расчетных нагрузок жилых домов и значения коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир. В табл. 8-1 приведены уточненные значения удельных нагрузок для жилых зданий городов.

Таблица 8-1

Удельные нагрузки

Характеристика плит	Уточненные значения нагрузок (*кв-а*) при числе квартир									
	1	5	10	20	40	60	100	200	400	600
Газовые . .	1,2	1,0	0,9	0,75	0,55	0,5	0,45	0,42	0,41	0,4
Огневые . .	1,7	1,4	1,3	1,1	0,85	0,7	0,6	0,57	0,55	0,55
Электрические	3	2,5	2,1	1,8	1,4	1,2	0,95	0,85	0,8	0,8

Указанные в табл. 8-1 удельные нагрузки учитывают осветительную и бытовую нагрузки, но не учитывают кондиционирования воздуха, электрическое отопление и электроподогрев воды.

С течением времени нагрузки растут. По литературным данным, ежегодный прирост для жилых домов с газовыми плитами составляет 4,0%, для домов с огневыми плитами — 2,5%. Для нагрузок распределительных сетей напряжением 6—20 *кв* ежегодный прирост может быть и более высоким за счет электрификации коммунальных предприятий общественного обслуживания и питания.

Важное значение для проектирования энергосистем имеет определение второго основного показателя расходной части перспективного электробаланса — максимума суммарной электрической нагрузки энергосистемы $P_{\text{макс}}$. Завышение $P_{\text{макс}}$ приводит к увеличению суммарной установленной мощности электростанций и неоправданному перерасходу материальных средств, а занижение — к еще большему ущербу из-за недоотпуска необходимых мощностей народному хозяйству страны.

Непосредственный расчет $P_{\text{макс}}$ по числу часов использования максимума нагрузки системы $T_{\text{макс}}$

$$P_{\text{макс}} = Э_{\text{год}}/T_{\text{макс}} \tag{8-9}$$

или годового коэффициента нагрузки $\gamma_{\text{год}}$

$$P_{\text{макс}} = Э_{\text{год}}/8760\gamma_{\text{год}} \tag{8-10}$$

может дать только сугубо ориентировочное значение. Более точное значение $P_{макс}$ можно найти на основе построения суммарного графика нагрузки энергосистемы.

В СССР, а также и за рубежом были разработаны вероятностные методы прогнозирования электропотребления, с которыми можно познакомиться в специальной литературе.

§ 8-4. ГРАФИКИ НАГРУЗКИ И ИХ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

Чтобы найти оптимальный вариант развития энергосистемы, необходимо иметь развернутую картину режима суммарной нагрузки, отражающую все характерные колебания потребления мощности.

На режим электропотребления оказывает влияние ряд факторов:

состав отраслей народного хозяйства, входящих в энергосистему; при этом особенно существенно соотношение между потреблениями промышленности и коммунально-бытового сектора;

продолжительность рабочей недели и количество смен за сутки;

степень загрузки отдельных смен промышленных предприятий и тенденций в ее изменении.

Определяющее значение для формирования графиков нагрузки имеет состав потребителей. Суточные графики активной нагрузки энергосистем показаны на рис. 8-1, где *а* — случаи значительной бы-

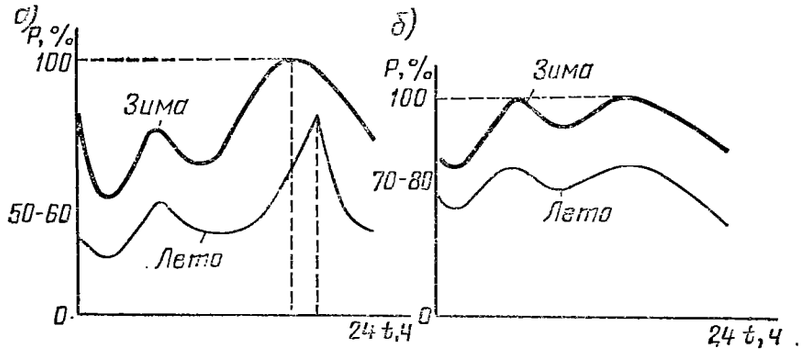


Рис. 8-1

товой нагрузки, *б* — случаи преобладания промышленной нагрузки. Очевидно, что если система имеет значительную бытовую нагрузку, то вечерний максимум значительно больше утреннего (рис. 8-1, *а*). Эта разница особенно заметна в летнее время. Летом максимум наступает позже, чем зимой. Летом максимум более пикообразный, чем зимой. Минимальная нагрузка составляет 50—60% от максимальной. В энергосистемах с преобладанием промышленной нагрузки имеется два явновыраженных максимума: утренний и вечерний (рис. 8-1, *б*). Суточный график таких систем более ровный, минимальная нагрузка составляет 70—80% от максимальной. Значительная часть электропотребления во многих крупных энергосистемах приходится на долю энергоемкой промышленности с непрерывным технологическим процессом. В некоторых энергосистемах нагрузка утреннего максимума может быть больше, чем вечернего.

Характер суточного графика нагрузки зависит от освещенности и температуры воздуха (рис. 8-2). При малой освещенности в дневное время нагрузка возрастает и утренний пик становится более продолжительным (рис. 8-2, *а*). При низкой температуре воздуха нагрузка также возрастает, особенно днем (рис. 8-2, *б*).

Наиболее важные точки графика относятся к режиму максимальных нагрузок, при котором надо иметь достаточный резерв мощности на электростанциях, и к режиму минимальных нагрузок, при котором

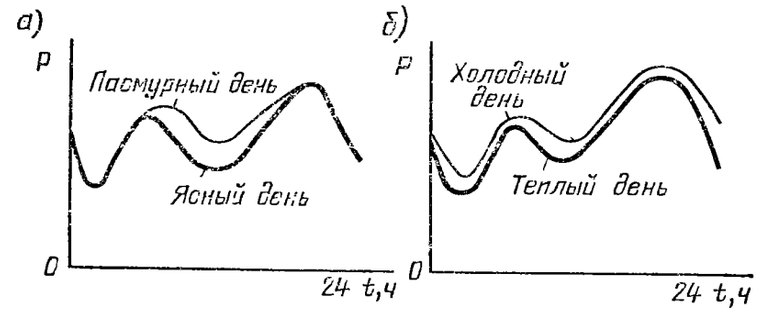


Рис. 8-2

надо иметь соответствующие маневренные станции с малым технологическим минимумом. В настоящее время соотношение минимальной и максимальной нагрузок в энергосистемах составляет 0,5—0,8. Суточные графики реактивной нагрузки энергосистемы в основном определяются потреблением реактивной мощности асинхронными двигателями (примерно 60%) и потерями реактивной мощности в линиях и трансформаторах (около 40%). На суммарные суточные графики

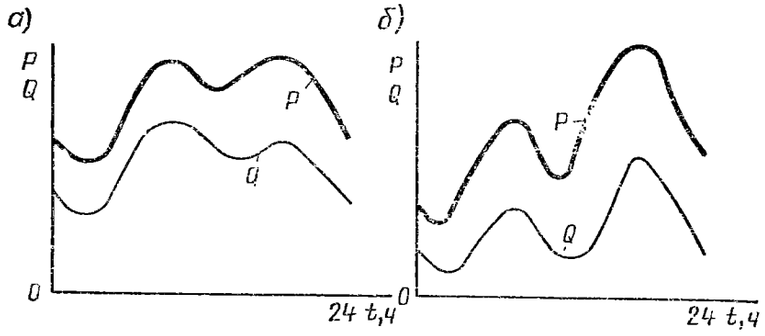


Рис. 8-3

реактивной нагрузки энергосистемы оказывают влияние режим работы линий напряжением 220 *кв* и выше, перетоки мощности в другие системы, общий уровень компенсации реактивной мощности. На рис. 8-3 показаны графики активной и реактивной нагрузки для двух систем: *а* — система с преобладанием промышленной нагрузки; *б* — система с преобладанием бытовой нагрузки. Системы имеют примерно одинаковые активные нагрузки в утренний и вечерний пики, но в первой системе утренний пик реактивной мощности выше вечернего, что объясняется именно преобладанием в составе нагрузки двигателей. Во вто-

ром случае вечерняя активная нагрузка значительно выше утренней и вечерний пик реактивной мощности значительно выше утреннего. При этом преобладающее значение имеют потери реактивной мощности в электрических сетях. В обоих случаях реактивная нагрузка энергосистемы зависит от уровней напряжения и при повышении его увеличивается.

Прогнозирование оперативных суточных графиков нагрузки рабочего дня энергосистемы производят на основании графика предыдущего дня, графика соответствующего дня недели и прогноза погоды.

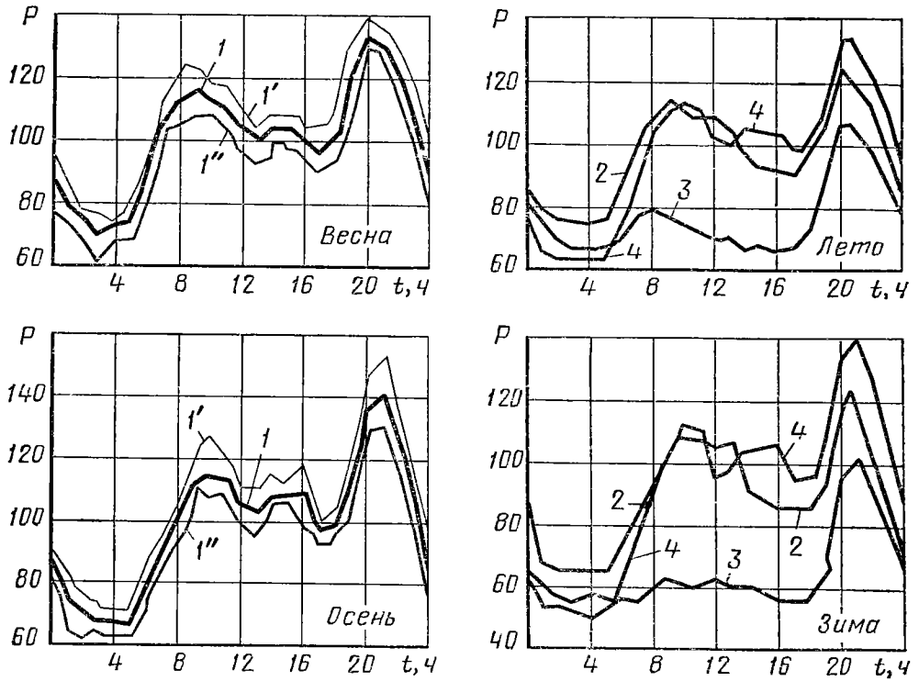


Рис. 8-4

Графики нагрузки выходных дней (суббота, воскресенье), а также послевыходного дня (понедельника) существенно отличаются от графиков обычных рабочих дней. На предстоящие дни они составляются на основании графиков предыдущих выходных и послевыходных дней, прогноза погоды и других влияющих факторов. Точность построения графика на следующие сутки зависит в некоторой степени от опыта инженера; обычно погрешность составляет не более 2—3%. Перспективные суточные графики нагрузки энергосистемы строятся по типовым графикам отдельных потребителей с учетом потерь в сетях и расхода на собственные нужды. Точность построения этих графиков зависит от исходных данных. Типовые суточные графики активной и реактивной нагрузок энергосистемы имеются в соответствующей литературе. На рис. 8-4 показаны типовые суточные графики активной нагрузки энергосистемы для нормальных рабочих дней четырех сезонов года. Здесь обозначено: *1* — нормальный рабочий день, *2* — сокращенный рабочий день, *3* — выходной день, *4* — послевыходной рабочий день; *1'*, *1''* — вариации графика *1*.

Для суточного графика различают следующие показатели, характеризующие в определенной мере режим работ: максимумы активной и реактивной нагрузок — $P_{макс}$ и $Q_{макс}$; коэффициент мощности максимума — $\cos\varphi_{макс}$; суточный расход активной и реактивной энергии $W_{а.сут}$ и $W_{р.сут}$.

Средневзвешенный за сутки коэффициент мощности

$$\operatorname{tg}\varphi_{сут} = W_{р.сут}/W_{а.сут}. \qquad (8\text{-}9)$$

Коэффициенты заполнения суточного графика активной и реактивной энергии запишутся как

$$\gamma_а = W_{а.сут}/P_{макс}\cdot 24; \qquad (8\text{-}10)$$

$$\gamma_р = W_{р.сут}/Q_{макс}\cdot 24. \qquad (8\text{-}11)$$

Имея графики активных и реактивных нагрузок рабочих и праздничных суток для различных времен года, можно построить годовые графики по продолжительности — нагрузки в этих графиках располагаются в порядке монотонного изменения их величины (убывания). Для годовых графиков характерны следующие величины:

число часов использования максимума активной и реактивной нагрузок — отношение годового расхода активной и реактивной энергий к максимуму активной нагрузки:

$$T_а = W_а/P_{макс}; \qquad (8\text{-}12)$$

$$T_р = W_р/Q_{макс}; \qquad (8\text{-}13)$$

средневзвешенный годовой коэффициент мощности

$$\operatorname{tg}\varphi_{год} = W_р/W_а. \qquad (8\text{-}14)$$

Между суточным и годовым потреблением существует соотношение

$$W_а = W_{а.сут}\, k_а\, n_с, \qquad (8\text{-}15)$$

$$W_р = W_{р.сут}\, k_р\, n_с, \qquad (8\text{-}16)$$

где $k_а$ и $k_р$ — коэффициенты, учитывающие неравномерность расхода энергии в течение года, а также расход в нерабочие дни (рекомендуется принимать равным 0,8—1); $n_с$ — число рабочих дней в году.

Перечисленные показатели полезно иметь при проектировании и эксплуатации энергосистем. Однако они не могут полностью заменить графики нагрузки.

При проектировании энергосистем графики нагрузки позволяют правильно выбрать суммарную установленную мощность электростанций, их состав, обеспечивающий достаточную надежность при наилучших экономических показателях.

Целесообразность детализации характеристик режима нагрузки можно иллюстрировать рис. 8-5, на котором изображены два суточных графика нагрузки *а* и *б* с одинаковыми значениями $P_{макс}$ и $\gamma_а$, но разные по очертанию. Рисунок показывает наиболее характерные формы суточного графика суммарной электрической нагрузки ЭЭС при коэффициенте $\gamma_{сут} = 0{,}7$. По условиям технической эксплуатации энер-

госистемы график, изображенный на рис. 8-5, *а*, лучше, чем изображенный на рис. 8-5, *б*, так как ему соответствует меньшая скорость подъема (*ч*) нагрузки — 18% от $P_{макс}$ вместо 24%, он имеет больший ночной минимум нагрузки —50% от $P_{макс}$ вместо 31%, при нем будут меньшие потери неравномерного режима. Выработка электроэнергии экономичными станциями при работе по графику рис. 8-5, *а* будет больше, а менее экономичных — меньше, как в энергосистеме с КЭС, так и в энергосистеме, содержащей и гидроэлектростанции, работающие в базисе при избытке воды. Преимущества графика рис. 8-5, *а* по сравнению с графиком рис. 8-5, *б* в некоторой мере видны из суточных графиков нагрузки по продолжительности (рис. 8-5, *в*).

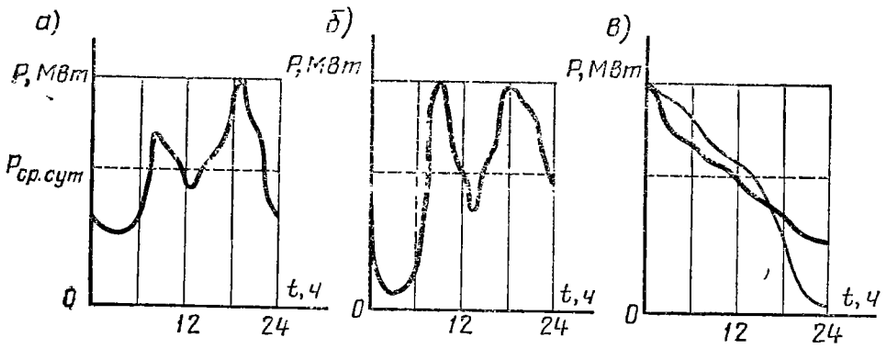


Рис. 8-5

В связи с отмеченными особенностями в качестве обобщенной характеристики режима внутрисуточных колебаний нагрузки энергосистемы иногда принимают дополнительный безразмерный показатель— коэффициент нагрузки пика суточного графика

$$\gamma_п = (P_{ср.сут} P_{мин})/(P_{макс} - P_{мин}). \quad (8\text{-}17)$$

Этот показатель обычно оказывается достаточно устойчивым даже при разных изменениях состава потребителей энергосистемы и изменении $\tau_{сут}$ и его можно рекомендовать для прогнозирования изменения нагрузки. Для суточных графиков (см. рис. 8-5), которые рассматриваются как крайние возможные, при $\gamma_а = 0{,}7$ значения коэффициента пика $\gamma_п$ соответственно равны 0,41 и 0,56.

Для прогнозирования режимов электропотребления чаще всего используют две группы методов.

Статистические методы — режим электропотребления определяется на основании известных графиков нагрузки прошлых лет путем экстраполяции.

Для общности и сопоставимости суточных графиков за разные годы часовые нагрузки представляют в относительных единицах. Для этого действительные нагрузки за каждый час суток P_i обычно относят к среднесуточной мощности $P_{ср.сут}$:

$$P_{0i} = (P_i/P_{ср.сут})\ 100\%.$$

Для каждого характерного дня недели месяца строится столько графиков, сколько лет рассматривается. Зная форму графика в относительных единицах и перспективное электропотребление, легко получить ожидаемый график нагрузки в именованных единицах.

Синтетические методы — режим электропотребления находится путем анализа структуры электропотребления и режима потребления каждой группой потребителей. Суммируя суточные графики нагрузки всех отраслей, можно найти суммарный график нагрузки энергосистемы.

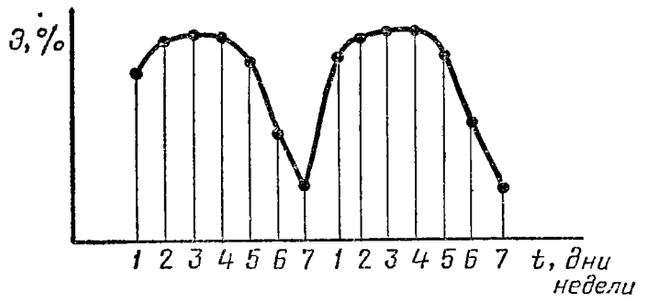


Рис. 8-6

Величина электропотребления и конфигурация суточного графика зависят от дня недели. На рис. 8-6 показано изменение суточного электропотребления (*Э*) энергосистемы по дням недели (1—7), а на рис. 8-7— недельный график активной нагрузки той же системы. Из этих рисунков следует, что величина и режим суточного электропотребления существенно изменяются. Поэтому при прогнозировании суточного режима энергосистемы все дни недели делятся на четыре вида: обычные рабочие дни, понедельники, субботы и воскресенья.

Рассмотрим тенденцию изменения режимов электропотребления при развитии и укрупнении энергосистем. Для этого обратимся к табл. 8-2, где показано изменение структуры электропотребления

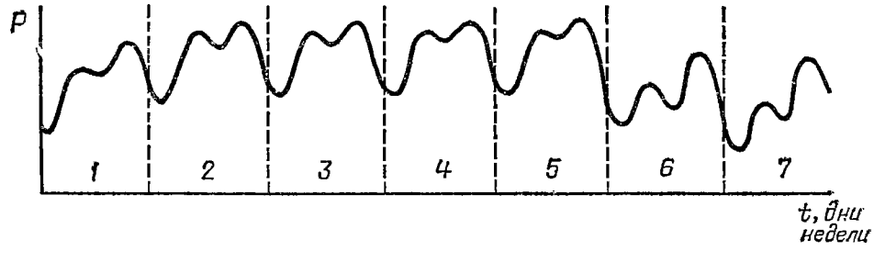


Рис. 8-7

с 1960 по 1967 г. в Единой энергетической системе (ЕЭС) европейской части Советского Союза и в Объединенной энергетической системе Северо-Запада СССР (ОЭС С-З).

Из табл. 8-2 видно, что удельный вес промышленности и строительства в общем электропотреблении снижается, а транспорта, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора повышается. Это приводит к увеличению неравномерности графиков нагрузки. На рис. 8-8 показано изменение конфигурации суточных графиков активной нагрузки зимнего дня для ЕЭС (рис. 8-8, *а*) и для ОЭС Северо-Запада (рис. 8-8, *б*). В табл. 8-3 даны основные показатели этих графиков.

Таблица 8-2

Изменение электропотребления

Отрасли народного хозяйства	Электропотребление, %				Увеличение и уменьшение	
	1960 г.		1967 г.			
	ЕЭС	ОЭС	ЕЭС	ОЭС	ЕЭС	ОЭС
Промышленность и строительство	77,2	72,0	73,9	68,6	—4,4	—5,0
Транспорт	6,9	4,5	8,7	5,5	+2,6	+22,3
Сельское хозяйство (производственные нужды)	2,7	4,0	3,5	5,9	+34,8	+47,6
Коммунально-бытовое хозяйство городов и сел	13,2	19,5	13,9	20	+5,3	+2,6
Всего	100	100	100	100	—	—

Табл. 8-3 и рис. 8-8, *а*, *б* свидетельствуют о меньшей неравномерности графика нагрузки в более крупной энергосистеме (ЕЭС) по сравнению с менее мощной (ОЭС Северо-Запада).

Увеличение неравномерности графиков приводит к снижению числа часов наибольшей нагрузки $T_{макс}$ (табл. 8-4).

Можно ожидать, что в большинстве энергосистем Советского Союза в течение ближайших 10—15 лет будет расти доля коммунально-бытового потребления и снижаться доля промышленности, что приведет

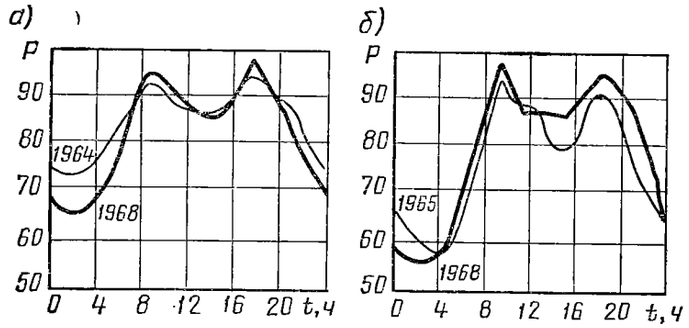


Рис. 8-8

к увеличению пика нагрузки. Рост пиковой нагрузки сопровождается увеличением расхода электроэнергии на освещение, городской транспорт, общественные здания и бытовые приборы. В дальнейшем ожидается выравнивание суточного графика за счет более широкого распространения потребителей с постоянным режимом электропотребления (холодильники, кондиционеры) и снабжение горячей водой путем аккумулирования тепла. Эффективным мероприятием по заполнению ночных провалов и выравниванию графиков нагрузки признают рас-

Таблица 8-3

Основные показатели

Характерные точки суточного графика	Потребляемая мощность (% от абсолютного максимума)			
	ЕЭС		ОЭС	
	1964 г.	1968 г.	1965 г.	1968 г.
Вечерний максимум	100	100	97,5	97,5
Утренний максимум	94,2	95,7	100	100
Ночной минимум	74,5	67,7	57,1	54,8
Дневной минимум	88,5	88,8	78	85

Таблица 8-4

Летний максимум в процентах от зимнего максимума

Наименование энергосистемы	Летний максимум (% от зимнего максимума)			Число часов наибольшей нагрузки		
	1964 г.	1965 г	1968 г.	1964 г	1965 г.	1968 г.
ЕЭС	84,5	—	81,5	6380	—	6250
ОЭС Северо-Запада	—	77,5	74,5	—	5425	5400

пространение в городах электромобилей вместо обычных автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. За счет зарядки аккумуляторов электромобилей ночная нагрузка энергосистемы может возрасти на 10%, а число часов использования наибольшей нагрузки — на 3—4%.

§ 8-5. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Развитие энергетики основывается на использовании энергетических ресурсов, известных ранее и открываемых вновь. Проблемы выбора первичных энергоресурсов и путей наиболее эффективного их применения весьма сложны. Они рассматриваются в плане перспективных энергетических балансов. Так, например, возникает вопрос, в какой мере электроэнергию, которую будут вырабатывать гидроэлектростанции районов Сибири и тепловые электростанции Казахстана и Сибири на дешевых углях, целесообразно передавать по высоковольтным линиям на Урал. Дешевая электроэнергия, переданная на Урал из Сибири и Казахстана, должна уменьшить подачу нефти из Татарии и газа из Средней Азии с тем, чтобы направить их в заданные районы страны, где они будут использованы более рационально. Нефть и газ заменят там дорогое местное топливо, а на Урале вытеснят энергию, получаемую из дешевых углей Экибастуза в Казахстане или Канского и Ачинского месторождений в Сибири. Иначе говоря, стремятся ценными видами топлива (нефтью и газом) заменить дорогие топлива на западе, а не дешевые на востоке. Электроэнергия, передаваемая из Сибири и Казахстана на Урал, должна позволить наиболее выгодно перераспределить потоки топлива.

Такого рода проблемы весьмы сложны и при их решении необходимо учитывать, что построение энергетического баланса только одного района без связи с другими районами и произвольное использование энергоресурсов недопустимо. С каждым днем энергетические связи между экономическими районами и энергосистемами становятся все теснее. Энергобалансы СССР и Единой энергетической системы должны строиться как единые для всего Союза, но на базе разработок перспективных планов и балансов экономических районов страны.

При перспективном проектировании развития энергосистемы выбор источников энергии должен основываться на возможной структуре топливного баланса, возможном размере видов топлива, дефицитных в данном районе, и возможном использовании местных энергоресурсов (гидроресурсы, сланцы и т. п.).

Электростанции энергосистемы выбираются из условия необходимости удовлетворения потребителей как по мощности, так и по энергии. Условие выбора установленной мощности электростанций состоит в достижении достаточной надежности энергоснабжения при минимальных единовременных и годовых эксплуатационных затратах. Выбор установленной мощности электростанций не обеспечивает ни достаточной надежности электроснабжения, ни минимума затрат. Эти показатели в большей степени зависят от структуры энергосистемы — состава электрических станций и схемы электрических сетей высокого напряжения. Приведенные затраты на развитие энергосистемы зависят от вида сооружаемых электростанций, их размещения и от рода экономических показателей используемого топлива. Для обеспечения надежности, помимо требуемой величины резерва, необходимы достаточно высокие маневренные качества агрегатов и электростанций, предназначенные для выполнения функций оперативного резерва.

При покрытии графиков нагрузки энергосистемы наибольшие трудности встречаются в режимах максимальных и минимальных нагрузок. Для обеспечения электроснабжения в этих режимах электростанции энергосистемы должны иметь достаточную маневренность. На рис. 8-9, *а* и *б* показаны два возможных варианта покрытия графика нагрузки энергосистемы. В зависимости от обеспеченности ГЭС водой пиковую часть графика нагрузки покрывают ГЭС или тепловые электростанции. При недостатке воды на ГЭС (например, в зимнее время) в базисной части графика работают ТЭЦ с нагрузкой, определяемой тепловыми потребителями, и нерегулируемые ГЭС (рис. 8-9, *а*). Пиковая часть покрывается регулируемыми ГЭС, КЭС; атомные электростанции в максимумы нагрузки также работают на полную мощность. При избытке воды на ГЭС (рис. 8-9, *б*), например в период паводка, в базисной части графика располагают ТЭЦ по пару и все ГЭС, которые работают с полной мощностью по водотоку. В этом случае пиковую часть покрывают газотурбинные электростанции совместно с КЭС. Возможны также и другие варианты покрытия графиков нагрузки в зависимости от сочетания и мощности электростанций различных типов в энергосистеме.

Каждой из электростанций в энергосистеме стремятся выделить ту долю суммарного графика нагрузки, при которой получается наибольший экономический эффект. Обычно замыкающим типом электростанций служат КЭС, поэтому первой задачей выбора структуры энергосистемы является экономическое обоснование электростанций других типов — строительство ТЭЦ и ГЭС. Мощность ТЭЦ, как известно, определяется тепловыми потребителями, а ГЭС — водотоком и мощностью энергосистемы. Так, например, при проектировании одной ГЭС в Латвийской энергосистеме ее мощность была определена, а в процессе проектирования Объединенной энергосистемы Северо-Запада была выявлена возможность и экономическая целесообразность увеличения мощности этой ГЭС, по крайней мере, без существенного увеличения капиталовложений.

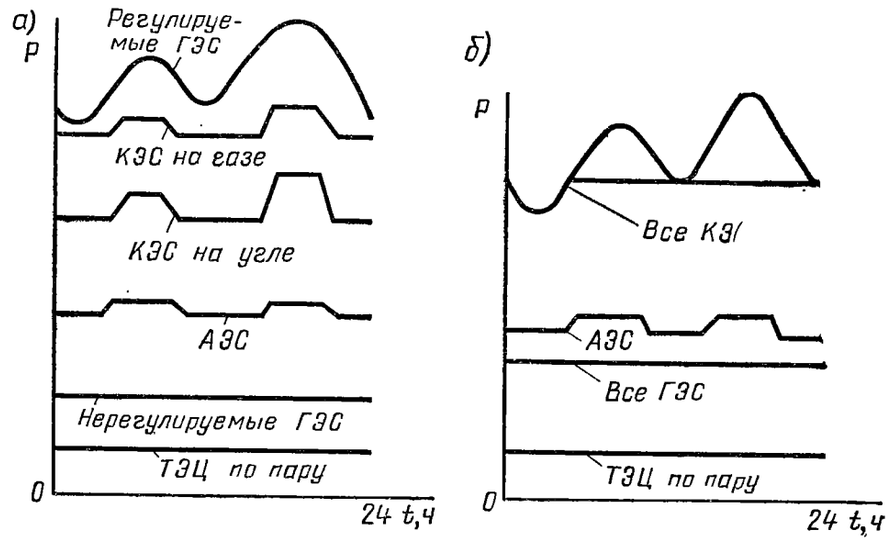


Рис. 8-9

При проектировании энергетических систем необходимо считаться со значительной величиной технического минимума нагрузки для мощных КЭС. Эксплуатация блоков мощностью 300 *Мвт* с параметрами пара 240 *ата*, 565° С выявила значительные трудности в осуществлении переменных режимов. Пуск блока из холодного состояния осуществляется за 8 *ч* 30 *мин*. Данные о маневренных свойствах конденсационных блоков приведены в приложении П.5-1.

В зависимости от участия КЭС в регулировании нагрузки энергосистемы может быть получена кратковременная пиковая мощность на паротурбинных блоках. В СССР и за рубежом в этом направлении ведутся поиски.

Проработки ЦКТИ показали возможность повышения располагаемой мощности крупных блоков на 8—12% путем временного отключения 1—2 подогревателей высокого давления, а также путем временного повышения давления в котлоагрегате. Таким образом, в некоторой мере покрывать пики нагрузок могут паротурбинные КЭС высоких параметров.

Из тепловых электростанций наиболее маневренными, пригодными для покрытия пиков, являются газотурбинные установки. В зависимо-

сти от сложности тепловой схемы и мощности агрегатов время пуска газотурбинной установки составляет 3—30 *мин* вместо нескольких часов у паротурбинных агрегатов.

С точки зрения маневренных качеств и возможностей участия в регулировании графика нагрузки энергосистем представляют интерес парогазовые установки. В СССР основное внимание уделяется парогазовым установкам с высоконапорными парогенераторами. В США используются схемы парогазовых установок со сбросом отработавших в газовой турбине газов в паровой котел. Парогазовые установки обоих типов обладают лучшей маневренностью, нежели паросиловые установки; на первой в СССР парогазовой установке пуск осуществляется за 1 *ч* 20 *мин*.

В некоторых странах (Швейцария, Австрия, Италия и др.) для снятия пиков применяются насосно-аккумулирующие станции. Агрегаты этих станций в часы провалов, когда в системе имеется свободная мощность, работают в режиме насосов — накачивают воду в верхний бьеф ГЭС, а затем в часы «пик» отдают запасенную энергию, работая в генераторном режиме. Таким образом, насосно-аккумулирующие станции выравнивают суточный график и создают более спокойный режим для тепловых электростанций.

Поиск оптимального варианта развития энергосистемы осуществляется путем технико-экономического сравнения вариантов развития и структуры энергосистемы. Сравниваемые варианты развития генерирующих мощностей должны формироваться из наиболее совершенных для проектируемой энергосистемы типов электростанций.

В настоящее время этот поиск облегчается благодаря применению ЦВМ и включает в себя следующие вопросы: нахождение состава электростанций, размещение их по территории района, определение вида используемого топлива, выбор установленной мощности и типов агрегатов. При этом даются также соображения о динамике развития электростанций различных типов.

Существенную роль в энергетике начинают играть атомные электростанции. Помимо исходных общеэнергетических условий при решении вопросов строительства атомных электростанций учитываются также эксплуатационная надежность, радиационная безопасность и экономическая эффективность. Опыт работы действующих атомных электростанций в СССР и за рубежом показал, что при выполнении всех известных в настоящее время технических и эксплуатационных мероприятий обеспечивается полная радиационная безопасность для населения окружающего района и для обслуживающего персонала электростанций. По условиям обеспечения чистоты воздушного бассейна атомные электростанции имеют преимущества по сравнению с крупными тепловыми электростанциями, работающими на обычных видах топлива, так как атомные электростанции не выбрасывают в окружающую атмосферу большое количество сернистых соединений и углекислого газа. При работе атомной электростанции освобождаются значительные транспортные средства, отпадает необходимость сооружения больших складов топлива.

Удельная стоимость установленного киловатта на атомных электростанциях существенно выше, нежели на обычных тепловых конденсационных электростанциях, а себестоимость 1 *квт·ч* — ниже, вследствие меньшей величины топливной составляющей себестоимости электроэнергии на ядерном горючем, чем на обычном топливе. Поэтому в настоящее время становится очевидной целесообразность строительства атомных электростанций в ряде европейских районов страны.

Особое внимание должно быть обращено на три части графика: для пиковой части следует предусмотреть применение специальных пиковых установок (пиковые ГЭС, ГАЭС, ГТС и т. п.), для полупиковой части — установок, обеспечивающих возможность ежесуточных ночных остановов оборудования, а для базисной части — высокоэкономичных по расходу и стоимости топлива базисных электростанций.

Наивыгоднейшее развитие генерирующих мощностей энергосистемы следует производить в две очереди.

В первую очередь на основе оптимизации структуры ЕЭС и топливно-энергетического баланса страны по ЕЭС в целом и основным ОЭС определяются: структура топливного баланса электростанций, суммарная установленная мощность КЭС на различных видах топлива, состав и мощность наиболее крупных ГЭС, общая мощность специальных пиковых установок, оптимальные размеры перетоков энергии между объединенными энергосистемами. Стоимость топлива при этом включает прямые затраты на добычу и транспорт, учитывая те или иные ограничения по использованию отдельных видов топлива.

Во вторую очередь с учетом конкретных условий развития проектируемой ОЭС уточняется структура генерирующих мощностей по типам электростанций, их размещение, установленная мощность, динамика развития, типы устанавливаемого оборудования и режимы использования отдельных электростанций, а также структура топливопотребления электростанций ОЭС. Затраты на топливо при этом рассчитываются по замыкающим затратам, определяемым при оптимизации топливно-энергетического баланса.

Уточним понятие *замыкающих затрат*, применяемое в задачах оптимизации топливно-энергетического хозяйства. Представив себе задачу производства определенного количества электроэнергии, будем иметь известный ряд различных видов топлива. При этом топливные ресурсы будут расположены в порядке увеличения затрат на их получение и транспорт. Конечно, в план использования выгоднее включить самое дешевое топливо. Но если его мало, то придется обратиться к более дорогому. Затраты на единицу самого дорогого топлива, включенного в оптимальный план, называются замыкающими. Если план производства электроэнергии увеличить, то придется использовать еще более дорогое топливо — увеличатся замыкающие затраты. Каждому плану производства электроэнергии соответствуют свои замыкающие затраты на топливо.

Очередность развития конденсационных станций и их размещение уточняются из соображений, связанных со стремлением получить ми-

нимум суммарных приведенных затрат в электростанции и в электрические сети энергосистемы.

В число рассматриваемых вариантов размещения электростанций должны входить варианты развития каждой отдельной установки до технически предельной мощности при условии, что мощность отдельной электростанции на каждом этапе не должна превышать 15—20% от суммарной установленной мощности электростанций ОЭС.

Если при сравнении выявляются варианты, требующие по условиям баланса мощности системы более медленных темпов ввода мощностей на станциях, то должно учитываться «замораживание» капиталовложений и соответствующее ухудшение экономических показателей электростанций.

На КЭС единичную мощность агрегатов рекомендуется принимать максимально возможной из изготовляемых промышленностью для рассматриваемого вида топлива энергетических блоков, усиливая в случае необходимости связи за счет развития сетей.

Единичная мощность агрегатов электростанций обосновывается сравнением экономии, обусловленной укрупнением агрегатов и тех дополнительных затрат, которые появляются в связи с повышением аварийного резерва системы. Обычно полагают, что мощность агрегата не должна быть больше 5% от мощности системы. При этом необходимо учесть возможное влияние развития проектируемой энергосистемы и объединения ее с другими системами.

Параметры крупных гидроузлов и динамика строительства (сроки ввода очередей и т. д.) выбираются исходя из рассмотрения конкурирующих вариантов установленной мощности и сроков ввода агрегатов ГЭС, с учетом влияния на другие отрасли народного хозяйства и условия окружающего района. В таком сопоставлении учитывается динамика освоения установленной мощности ГЭС по условиям строительства и использования в графике нагрузки энергосистемы.

Мощность и состав пиковых и маневренных электростанций выбираются с учетом тепловой экономичности этих установок и влияния их на режим системы.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) развиваются с учетом задач теплоснабжения городов, промышленных узлов и отдельных потребителей тепла.

Для определения генерирующей мощности и потоков мощности, которыми данная система обменивается с другими объединениями, составляются балансы энергии и мощности энергосистем.

Балансы мощности составляются для годового максимума нагрузки (обычно зимнего).

Потребляемая мощность, или расходная часть баланса мощности, состоит из собственно нагрузки системы — регулярного максимума, потоков мощности в другие объединения, вероятного превышения нагрузки сверх регулярного максимума за счет случайных (нерегулярных) колебаний. Сюда же включается и необходимый резерв мощности (ремонтный и аварийный).

Приходная часть баланса мощности (покрытие нагрузки) включает в себя располагаемую мощность электростанций

и потоки мощности, идущие из других систем. Потоки обмена мощностью с другими системами устанавливаются на основе баланса мощности более крупного энергообъединения, в которое входит проектируемая система. Баланс мощности должен быть таким, чтобы дефицит или избыток не превышал 1—2% от максимума нагрузки.

Предназначенный для проведения плановых текущих и капитальных ремонтов оборудования ремонтный резерв определяется исходя из сроков ремонтов для различных типов основного оборудования.

Аварийный резерв мощности устанавливается на основе экономически оправданной надежности энергоснабжения с учетом затрат на резервную мощность и ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Иногда расчетная надежность электроснабжения принимается равной 0,999. Мощность электростанций, учитываемая в балансе, принимается равной сумме их установленных мощностей за вычетом трех составляющих:

1) мощности агрегатов, не освоенной в эксплуатации к моменту прохождения максимума (головные образцы нового оборудования, первые агрегаты вновь вводимых в расчетном году электростанций и вторые агрегаты электростанций, на которых в течение расчетного года вводится более одного агрегата);

2) потерь мощности электростанций из-за ограничений по выдаче мощности, отсутствия тепловых нагрузок (для турбин с противодавлением) или увеличенного отбора пара;

3) мощности ГЭС, которая не может быть использована в графике нагрузки системы (с учетом выполнения резервных функций) в условиях расчетного маловодного года (периода).

В расходную часть баланса энергии входит суммарное электропотребление данной энергосистемы и передача энергии в другие объединения.

В приходную часть баланса энергии включается выработка электроэнергии всеми электростанциями и получение энергии от других энергосистем. Выработка ГЭС учитывается в балансе по среднемноголетней величине.

Для конденсационных электростанций и ТЭЦ число часов использования среднегодовой мощности обычно принимается равным 7500 *ч*, а для блочных атомных станций — 6800 *ч*.

Чтобы определить среднегодовую мощность тепловой электростанции, к располагаемой мощности станции на начало расчетного года добавляется 1/3 прироста мощности в течение расчетного года, учитываемого в балансе мощности.

При определении расчетных нагрузок и пропускной способности электрических сетей находят величину *перетоков в основном планируемом режиме* при наиболее вероятном состоянии основного оборудования электростанций, когда суммарная мощность и размещение агрегатов, находящихся в послеаварийном ремонте, соответствуют математическому ожиданию аварийного простоя, и величину *предельных расчетных перетоков*, появляющихся при различных неблагоприятных сочетаниях послеаварийного ремонта оборудования на электростанциях.

Расчетные значения перетоков при этом находятся одним из двух приемов:

1) по перетокам мощности во время годового максимума нагрузки;

2) по наибольшим перетокам, появляющимся в характерное время суток и года.

Предельные расчетные перетоки находятся после суммирования перетоков основного планируемого режима и дополнительных резервных перетоков. Величина дополнительных резервных перетоков ΔN по связям определяется согласно выражению

$$1{,}2N - N_{\text{рез}} = \Delta N,$$

здесь N — величина необходимого аварийного резерва генерирующей мощности рассматриваемой части системы, найденная в предположении изолированной работы; $N_{\text{рез}}$ — величина аварийного резерва в рассматриваемой части системы в основном планируемом режиме.

Для определения экономически оптимальных параметров сети в качестве расчетных принимаются перетоки основного планируемого режима.

Основные связи по сетям должны иметь такую пропускную способность, чтобы расчетные перетоки в основном режиме были обеспечены при необходимом запасе статической устойчивости (включая запас на нерегулируемые перетоки) и надлежащем качестве электроэнергии у потребителей как при полной схеме сети, так и при отключении любого ее элемента (линии электропередачи, трансформатора связи). В случае одновременного отключения двух элементов основной сети допускается ограничение передаваемой мощности.

Динамическая устойчивость в основном режиме обеспечивается при отключении любого из элементов сети либо при одновременном отключении двух агрегатов на одной из электростанций. Необходимость применения противоаварийной автоматики согласно нормативным указаниям должна определяться в каждом конкретном случае. Однако проектирование должно вестись так, чтобы противосистемная автоматика играла все большую и большую роль. При этом предельные расчетные перетоки должны обеспечиваться при полной схеме основной сети без снижения качества электроэнергии и запаса статической устойчивости. Однако в этом случае при отключении одного из элементов основной сети допускается ограничение передаваемой мощности. Во избежание так называемого «запирания мощности» необходимо, чтобы пропускная способность сетевых связей в основном планируемом режиме составляла не менее 5% мощности меньшей из соединяемых частей системы, во всяком случае не менее мощности наиболее крупного агрегата.

Схема присоединения крупных КЭС к основной сети системы должна обеспечивать возможность выдачи к узловым пунктам основной сети всей располагаемой мощности электростанций (за вычетом нагрузки собственных нужд и мощности в распределительную сеть) в любой период суток или года при работе всех отходящих линий.

При отключении одной из отходящих линий допускается ограничение выдачи мощности станции в основную сеть на величину, не

превышающую в часы максимума нагрузок 25% от располагаемой мощности станции.

При выборе схем и параметров межсистемных связей учитывается основной планируемый режим и величина предельных расчетных перетоков. По данным Энергосетьпроекта, для основного планируемого режима расчетным следует принимать балансовый переток в час максимума нагрузки. В него входят перетоки, обусловленные экономической эффективностью передачи электроэнергии (взамен транспорта топлива) из одной системы в другую или целесообразностью использования гидроэнергии и пиковой мощности крупных ГЭС, а также перетоки, связанные с совмещением максимумов нагрузки систем, и перетоки, обусловленные отклонением балансов от плановых предположений, величина которых принимается равной 3,5—1,5% от суммарной мощности меньшей из систем, соединяемых данной связью. При этом величина 3,5% соответствует мощности группы менее 25 млн. *квт*, 2—2,5% — мощности 50 млн. *квт* и 1,5% — мощности свыше 50 млн. *квт*.

Предельный расчетный переток по межсистемным связям определяется путем добавления к расчетным перетокам основного планируемого режима дополнительных резервных перетоков.

Пропускная способность связи между системами должна быть такой, чтобы при расчетных перетоках основного планируемого режима сохранялась устойчивость в случаях наиболее тяжелых коротких замыканий в сети приемной энергосистемы и набросов мощности, соответствующей половине мощности наиболее крупной станции; при предельных расчетных перетоках должна сохраняться статическая устойчивость с нормативными коэффициентами запаса и динамическая устойчивость при отключении одного из наиболее мощных агрегатов.

Межсистемные связи должны обеспечивать сохранение устойчивости в длительных переходных режимах работы энергосистем при потере отдельных сильно загруженных связей, причем особое внимание должно обращаться на роль противоаварийной и системной автоматики.

При выборе основных параметров распределительной сети и проверке уровней напряжения рассматриваются режимы работы сети в час максимума нагрузки энергосистемы в зимние рабочие сутки расчетного года.

Проектирование распределительной сети ведется так, что линии напряжением 35 *кв*, имеющие двойное питание от шин разных опорных подстанций, принимаются разомкнутыми, а линии напряжением 110 *кв* и выше, как правило, замкнутыми. Разумеется можно предусмотреть и размыкание сетей 110 *кв* и выше, но в этом случае следует дать специальное обоснование и наметить точки размыкания.

Следует также специально обосновать допустимость ограничения потребителей, которые, как правило, при отключении элемента сети должны обеспечивать питание потребителей. При этом одновременное отключение двух и более элементов сети рассматривается лишь в отдельных случаях.

§ 8-6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ДЛЯ ВЫБОРА СХЕМ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Для решения указанных задач производятся электрические и технико-экономические расчеты, обосновывающие номинальное напряжение сети и ее участков, выбор ее конфигурации и размещение в ней подстанций. На основе же этих расчетов выбираются принципиальные схемы электрических соединений подстанций и электростанций, а также определяются сечения проводов линий электропередачи, число и мощность трансформаторов на подстанциях. Далее находятся средства компенсации реактивной мощности и выбирается способ регулирования напряжения, устанавливаются необходимые мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Работа завершается определением необходимых капиталовложений и наиболее рациональной очередности сооружения отдельных объектов.

Важное значение для экономичности, надежности и других показателей энергосистем имеет правильный выбор номинальных напряжений линий электропередачи систем. В большинстве ОЭС Советского Союза применяется система напряжений 110 — 220—500 *кв*; система 110—330—750 *кв* используется в ОЭС Юга и Северо-Запада. В тех ОЭС, где в настоящее время высшим напряжением является 500 *кв*, в последующие 10—15 лет потребуется ввести следующую ступень напряжения — 1150 *кв*.

При выборе напряжений линий электропередачи следует учитывать конкретные условия и перспективы развития соответствующей энергосистемы.

Для примерных представлений рассмотрим в общих чертах влияние параметров электропередачи на ее наивыгоднейшее напряжение, выясним, как отражаются на ее экономических показателях отступления от наивыгоднейшего напряжения и получим соотношения, позволяющие определять ориентировочные значения этого напряжения.

С повышением напряжения составляющие удельных капитальных затрат от трансформаторов, реакторов и ячеек выключателей растут, а линейная составляющая удельных капитальных затрат уменьшается. Также изменяются составляющие стоимости передачи электроэнергии. Характер изменения перечисленных составляющих показывает, что зависимости удельных капитальных затрат и стоимости передачи электроэнергии от напряжения линии имеют минимумы.

При учете в капитальных затратах электропередачи, кроме непосредственной ее стоимости, а также стоимости установленной мощности электростанций на покрытие потерь в электропередаче, минимумы удельных капитальных затрат и стоимости передачи электроэнергии получаются при одном и том же напряжении.

Исследования изменения экономических показателей от номинального напряжения линии показали*, что капиталовложения, подсчитанные с учетом расходов на покрытие потерь мощности, и приведенные затраты изменяются подобно и имеют минимумы при близких значениях напряжения. Для получения условий такого подобия обратимся к выражению капиталовложений (6-4) и выражению приведенных затрат:

$$З = pk + \Delta P \tau \beta.$$

Из сравнения этих двух выражений следует искомое условие в виде

$$p = \tau\beta/(k_м\, k_р\, k_{с.н}\, k_{уд}).$$

Подсчеты показывают, что это условие с достаточной точностью выполняется для электропередач.

Используя выражения стоимости элементов электропередачи (см. § 6-2), удельные капитальные затраты электропередачи представим в виде

$$k_{уд} = \frac{(Л_0 + ЛU)\, l}{P_2} + П_0 + ПU + q_р P_2 (g_0 + gU) + \\ + \frac{a_с x_л P_2 \cdot 10^{-3}}{U^2 \cos\varphi^2} - \frac{a_0 \mu \cdot 10^{-3}}{\cos^2\varphi} + \frac{P_2 R_л k_{уд}}{U^2 \cos^2\varphi}, \qquad (8\text{-}18)$$

где $Л_0$, $Л$, $П_0$, $П$ и др. — коэффициенты стоимости элементов электропередачи (см. § 6-2); $q_р$ — суммарная мощность шунтирующих реакторов в долях передаваемой мощности P_2'.

Наивыгоднейшее напряжение определится из условия $dk_{уд}/dU = 0$:

$$U_{наив} = \sqrt[3]{\frac{2P_2^2 (a_с x_л + R_л k_{уд})}{(Лl + ПP_2 + gq_р P_2)\cos^2\varphi_2 \cdot 10^3}}. \qquad (8\text{-}19)$$

Если сечение провода выразить через экономическую плотность тока и положить, что ее значение не зависит от напряжения, то уравнение для наивыгоднейшего напряжения несколько изменится. В этом случае стоимость 1 *км* линии

$$k_1 = a + bs + \Delta U,$$

где первые два члена характеризуют стоимость 1 *км* линии для определенного напряжения U_1, например 500 *кв*, а ΔU — повышение стоимости вследствие увеличения напряжения.

Выражая сечение через экономическую плотность тока, получим удельные капитальные затраты

$$k_{уд} = \frac{al}{P_2} + \frac{bl}{\sqrt{3}\, U \cos\varphi_2\, j} + \frac{Л(U - U_1)\, l}{P_2} + П_0 + ПU + q_р P_2 (g_0 + gU) + \\ + \frac{a_с x_л P_2 \cdot 10^{-3}}{U^2 \cos^2\varphi_2} - \frac{a_с \mu \cdot 10^{-3}}{\cos^2\varphi_2} + \frac{\sqrt{3}\rho l j k_{уд} \cdot 10^{-3}}{U \cos\varphi_2}. \qquad (8\text{-}20)$$

* Г. Е. Поспелов. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. Минск, «Вышэйшая школа», 1967.

Из условия $dk_{уд}/dU = 0$ получим уравнение, определяющее наивыгоднейшее напряжение:

$$\frac{Л_1 l + П P_2 + g q_р P_2}{P_2} \cos^2 \varphi_2 U^3_{наив} - \left(\frac{bl \cos \varphi_2}{\sqrt{3} j} + \sqrt{3} \rho l k_{уд} j \cos \varphi_2 \cdot 10^{-3}\right) U_{наив} - 2a_с x_л P_2 \cdot 10^3 = 0. \quad (8\text{-}21)$$

Из полученного уравнения следует, что плотность тока j не оказывает существенного влияния на величину наивыгоднейшего напряжения.

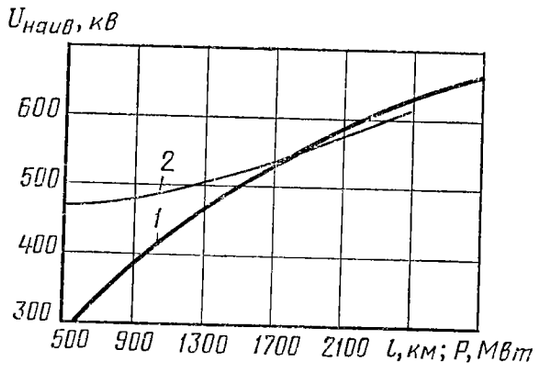


Рис. 8-10

Из формул (8-19) и (8-21) вытекает, что наивыгоднейшее напряжение в большей мере зависит от передаваемой мощности, чем от расстояния. Это хорошо видно из рис. 8-10, где по формуле (8-19) построены зависимости $U_{наив} = f(P_{наив})$ (характеристика *1*); и $U_{наив} = f(l)$ (характеристика *2*); первая соответствует дальности передачи 2000 *км*, а вторая — мощности 2000 *Мвт*.

Для электропередачи без компенсирующих устройств уравнение (8-21) упростится:

$$U^2_{наив} \frac{Л l + П P_2 + g q_р P_2}{P_2} \cos \varphi_2 - \frac{bl \cos \varphi_2}{\sqrt{3} j} - \sqrt{3} \rho l k_{уд} j \times \cos \varphi_2 \cdot 10^3 = 0. \quad (8\text{-}22)$$

При этом напряжение

$$U_{наив} = \sqrt{\frac{P_2 (bl + 3\rho l k_{уд} j^2 \cdot 10^{-3})}{1{,}73 j \cos \varphi_2 (Л l + P_2 П + g q_р P_2)}}. \quad (8\text{-}23)$$

Найдем для примера $U_{наив}$ для электропередачи, выполняемой по блоковой схеме при $l = 1000$ *км* и $P_2 = 600$ *Мвт*. Для принятой электропередачи согласно [8]: $П = 0{,}0217$ *руб/квт*; $g = 0{,}013$ *руб/кв* × × *квт*; $b = 16$ *руб/мм²* · *км*; $Л = 20$ *руб/кв* · *км*. Полагая $\rho = 31{,}5$ *ом* × × *мм²/км*, $k_{уд} = 100$ *руб/квт*; $j = 0{,}85$ *а/мм²*; $\cos \varphi_2 = 0{,}9$; $g_р = 1$, по формуле (8-23) получим $U_{наив} = 475$ *кв*.

Стремясь получить к. п. д. электропередачи не ниже определенного уровня, при нахождении напряжения линии используют понятие критериальной длины $l_{кр}$ (см. § 6-7). В материалах Энергосетьпроекта за такой уровень обычно принимают 85%. Получим напряжение линии, соответствующее минимуму стоимости передачи электроэнергии $c_{п.мин}$ при заданном к. п. д. электропередачи. Для этой цели воспользуемся

соотношением (6-84), определяющим к. п. д. линии при минимуме стоимости передачи. Из этого соотношения найдем величину

$$l_{кр} = l\eta_{л.э}/(1 - \eta_{л.э}), \quad (8\text{-}24)$$

определяющую $c_{п.мин}$ для заданного значения к. п. д. $\eta_{л.э}$. Кроме того,

$$l_{кр} = U^2_{наив} \cos^2 \varphi_2 \tau\beta/(p_л K_1 r_0)$$

или

$$U^2_{наив} \tau\beta \cos^2 \varphi = (Л_0 + Л U)\, p_л r_0 l_{кр}. \quad (8\text{-}25)$$

Отсюда искомое напряжение

$$U_{наив} = \frac{Л p_л r_0 l^2_{кр}}{2\tau\beta \cos \varphi_2^2} + \sqrt{\frac{Л^2 P^2_л r^2_0 l^4_{кр}}{4\tau^2 \beta^2 \cos^4 \varphi_2} + \frac{Л_0 p_л r_0 l^2_{кр}}{\tau\beta \cos^2 \varphi_2}}, \quad (8\text{-}26)$$

где $l_{кр}$ при установленном значении $\eta_{л.э}$ определяется из соотношения (8-24).

Обозначив

$$U_0 = Л P_л r_0 l^2_{кр}/(2\tau\beta \cos^2 \varphi_2), \quad (8\text{-}27)$$

вместо формулы (8-26) запишем

$$U_{наив} = U_0 + \sqrt{U_0^2 - (2Л_0/Л)\, U_0}. \quad (8\text{-}28)$$

Второй корень уравнения (8-22) дает отрицательное значение $U_{наив}$, поэтому отбрасывается.

Для предварительного выбора номинальных напряжений электропередач институтом «Теплоэлектропроект» построены характеристики экономических областей наивыгоднейших напряжений.

В практике проектирования часто приходится сравнивать варианты электропередач с различной степенью надежности; в таких случаях в приведенные затраты рекомендуется включать слагаемое, учитывающее ожидаемый ущерб потребителя от перерывов в электроснабжении.

Надежность электропередач зависит также и от номинального напряжения. Анализ опыта эксплуатации электрических сетей показывает, что с ростом ступени номинального напряжения надежность линии увеличивается, а основного подстанционного оборудования уменьшается.

Рассмотрим учет надежности в технико-экономических расчетах на примере построения экономических областей для предварительного выбора номинальных напряжений в диапазоне 220—750 *кв*.

На рис. 8-11 и 8-12 штриховыми линиями показаны области, построенные без учета надежности электроснабжения потребителей. Сущность принятой методики определения экономических областей стандартных напряжений состоит в следующем: строятся зависимости стоимости передачи $c_р$ электроэнергии от передаваемой мощности $P_{макс}$ при определенных значениях дальности l для стандартных напряжений (рис. 8-11)*. Точки пересечения этих зависимостей ограничивают

* Обозначения кривых пояснены на рисунке.

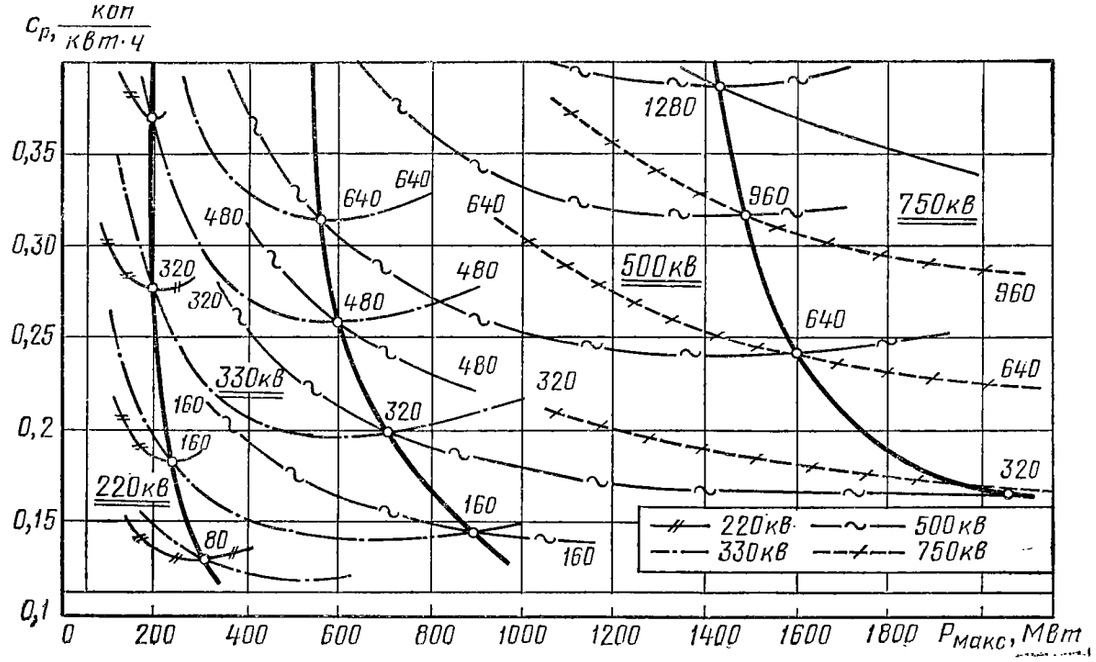


Рис. 8-11

экономические интервалы стандартных напряжений; в каждом интервале соответствующее напряжение экономичнее смежного напряжения. Соединив между собой соответствующие граничные точки интервалов, построенных для различных расстояний, получим экономические зоны для выбора стандартных напряжений. Приведенные зависимости (рис. 8-11) дали возможность построить также экономические области напряжений в координатах передаваемой мощности P и дальности передачи l (рис. 8-12), причем на рис. 8-12 штриховые кривые означают области без учета надежности, а сплошные — области с учетом надежности работы электропередачи.

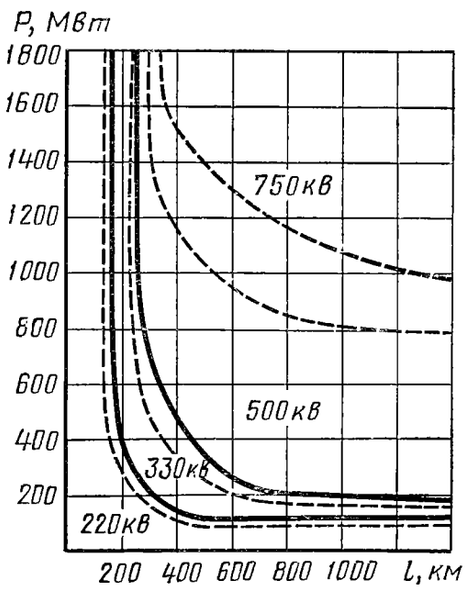


Рис. 8-12

В принятой методике экономичность стандартного напряжения для заданных передаваемой мощности и протяженности линии определяется из условия минимальной стоимости передачи электроэнергии. Стоимость передачи 1 *квт · ч* электроэнергии

$$c = \frac{\Sigma pK + \Sigma \Delta Э_{\beta} + У}{P_{макс} T_{макс}} \cdot 10^2, \qquad (8\text{-}29)$$

где ΣpK — ежегодные отчисления от капиталовложений в электропередачу; $\Sigma \Delta Э_{\beta}$ — стоимость потерь электроэнергии; $У$ — вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов

электроснабжения

$$\Sigma pK = p_л K_л + p_{пс} K_{пс} + p_к K_к + p_р K_р, \qquad (8\text{-}30)$$

здесь $p_л$, $p_{пс}$, $p_к$, $p_р$ — нормы ежегодных отчислений от капиталовложений в высоковольтные линии, подстанции, установки продольной компенсации и реакторные установки, определяемые суммой нормативного коэффициента эффективности, коэффициентами амортизационных отчислений и отчислений на ремонт и эксплуатацию; $K_л$, $K_{пс}$, $K_к$, $K_р$ — ежегодные капиталовложения в линию, повысительную и понизительную подстанции, в устройство продольной компенсации (УПК) и реакторы соответственно.

Графики, приведенные на рис. 8-11 и 8-12, строились из расчета мощности на одноцепную электропередачу с двухобмоточными однофазными трансформаторами на повысительной подстанции и автотрансформаторами на повысительной и понизительной подстанциях.

Предполагалось, что на подстанции устанавливаются два трансформатора с двумя выключателями на каждый трансформатор и двумя линейными выключателями. Суммарная мощность трансформаторов на подстанциях принималась равной 1,3 $P_{макс}$. Капиталовложения в линию определялись как

$$K_л = (a + bs)\, l,$$

или

$$K_л = \left(a + b \frac{P_{макс}}{\sqrt{3}\, U \cos \varphi_{jэ}}\right) l. \qquad (8\text{-}31)$$

Затраты на установку повышающих и понижающих трансформаторов, реакторов и конденсаторов определялись по удельной стоимости, а затраты на сооружение открытых распределительных устройств — по стоимости сооружения одной ячейки.

Мощности реакторов и конденсаторных батарей установок продольной компенсации находились из условия сохранения статической устойчивости с коэффициентом запаса $з_{ст} = 0{,}15$. При этом предполагалось, что на электростанциях установлены автоматические регуляторы сильного действия.

Стоимость потерь электроэнергии в линии, трансформаторах, реакторах и в конденсаторных батареях определась по расчетной стоимости 1 *квт · ч*.

Вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения подсчитывался по формуле

$$У = (Э_1 + Э_2)\, У_0, \qquad (8\text{-}32)$$

где $Э_1$ и $Э_2$ — вероятный недоотпуск электроэнергии при полном прекращении электроснабжения, например, при отключенной линии, и при снижении передаваемой мощности до некоторой величины, например при отключении одного из трансформаторов; $У_0$ — удельный народнохозяйственный ущерб от недоотпуска потребителям 1 *квт · ч* электроэнергии.

Значения удельного ущерба для различных потребителей приводятся в литературе.

Вероятные недоотпуски электроэнергии могут быть найдены из выражений:

$$Э_1 = (P_{макс} - P_0)\, T_{макс} \frac{q_{ав.\,л}}{100}\, l \frac{t_{ав.\,р.\,л}}{8760}; \qquad (8\text{-}33)$$

$$Э_2 = Э_0\, q_{ав.\,т} \frac{n_\Sigma}{100} \cdot \frac{t_{ав.\,р.\,т}}{8760}, \qquad (8\text{-}34)$$

где P_0 — резерв мощности приемной системы, который может быть использован в режиме недоотпуска энергии по электропередаче (внутренний резерв системы); $q_{ав.\,л}$ — число аварийных отключений на 100 *км* линии; $t_{ав.\,р.\,л.}$ — средняя длительность аварийного ремонта линии; $q_{ав.\,т}$ — количество аварийных отключений на 100 трансформаторов, находящихся под нагрузкой; n_Σ —количество трансформаторов в электропередаче; $t_{ав.\,р.\,т}$ — средняя длительность аварийного ремонта трансформатора.

Величина электроэнергии, недоотпущенной потребителю в аварийном режиме, может быть определена на основе графика нагрузки по продолжительности:

$$Э_{ав} = \int_0^{t_{п.\,ав}} [P - (P_{п.\,ав} + P_0)]\, dt, \qquad (8\text{-}35)$$

где P — активная мощность потребителей, полученная из графика нагрузки по продолжительности в некоторый момент времени t ($0 \leqslant t \leqslant t_{п.ав}$); причем $t_{п.ав}$ — длительность суммарной активной мощности ($P_{п.ав} + P_с$) по графику продолжительности нагрузки; $P_{п.ав}$ — активная мощность, передаваемая по линии в послеаварийном режиме.

При расчете зависимостей (см. рис. 8-11) были приняты наиболее типичные значения параметров, в частности: $T_{макс} = 5000$ *ч*; $\tau = 3500$ *ч*; $j_{эк} = 1$ *а/мм*^{2}; $\beta = 0{,}7$ *коп/квт · ч*; $У_0 = 0{,}2$ *руб/квт · ч*.

Рассмотрение зависимостей (см. рис. 8-12) показывает, что учет надежности работы электропередачи ведет к расширению экономических областей. Причем с каждой последующей ступенью стандартного напряжения увеличивается относительное расширение, суммарное значение удельной повреждаемости элементов системы электропередачи, значение недоотпуска электроэнергии при аварийном состоянии электропередачи и, следовательно, вероятный народнохозяйственный ущерб. Учет надежности электроснабжения в технико-экономических расчетах позволяет более обоснованно и правильно выбрать основные параметры электропередачи и, в частности, ее номинальное напряжение.

Необходимо отметить ограниченный характер зависимостей, приведенных на рис. 8-11 и 8-12, они показывают только направление влияния надежности электропередачи на номинальное напряжение.

Полученные результаты соответствуют одиночной линии электропередачи. В общем случае задача решается сложнее, так как надежность зависит от применяемого электрооборудования и схем соединения. Окончательно номинальное напряжение электропередачи должно выбираться на основании технико-экономического сопоставления вариантов. При этом, кроме отмеченных факторов, учитываются конкретные условия и перспективы дальнейшего развития электрической сети.

Следует обращать особое внимание на выбор напряжения участка сети для электроснабжения новых потребителей, присоединения новых электростанций или дальнейшего развития сети. Здесь необходимо учитывать рост нагрузок и рассматривать конкурентоспособные варианты, в которых проведено технико-экономическое сравнение ряда возможных напряжений. В случае равноэкономичности следует принимать вариант более высокого напряжения.

Энергосетьпроект рекомендует строить основные электрические сети систем с учетом основных положений:

1) конфигурация и параметры сети должны выбираться на основе технико-экономических расчетов с учетом обеспечения требуемой пропускной способности связей между рассматриваемыми энергосистемами (энергоузлами);

2) конфигурация сети, если нет каких-то особых соображений, должна быть такой, чтобы на одной трассе не сооружалось более двух электропередач. При необходимости дополнительного усиления основной сети следует рассматривать варианты сооружений связей по другим направлениям;

3) между частями объединенной энергосистемы связь только по одной линии электропередачи обычно не допускается. Исключение составляют случаи, когда дефицит мощности одной из указанных частей в планируемом режиме составляет менее 10% от максимума нагрузки. При большей величине дефицита мощности связь должна осуществляться не менее чем по двум линиям;

4) присоединение части объединенной энергосистемы, имеющей дефицит мощности 15—20% от ее суммарной нагрузки, по одной линии может быть допущено временно на период не более 2—3 лет. При этом для повышения надежности электроснабжения к таким электропередачам не желательно присоединять промежуточные подстанции;

5) как правило, промежуточные подстанции присоединяются к участкам основной сети по схеме ответвлений либо по схеме с секционированием одноцепной линии (при питании ответственных потребителей);

6) подстанции присоединяются к двухцепным электропередачам с созданием переключательного пункта только в тех случаях, когда это требуется по условиям увеличения пропускной способности электропередачи;

7) при построении сети следует обеспечивать возможность выполнения надежной релейной защиты, противоаварийной и системной автоматики.

Построение распределительных сетей согласно рекомендациям Энергосетьпроекта должно обеспечивать:

1) экономичность распределения энергии при надлежащем ее качестве у потребителей в соответствии с действующим ГОСТом;

2) надежность электроснабжения потребителей;

3) комплексное электроснабжение всех потребителей, расположенных в зоне действия рассматриваемой сети. Необходимо стремиться к единой системе электроснабжения, осуществляя его независимо от ведомственной принадлежности потребителей;

4) развитие сети и ее отдельных элементов при планируемом росте электрических нагрузок; минимальное изменение сети при возможных отклонениях нагрузок от планируемых;

5) возможность выполнения надежной релейной защиты и сетевой автоматики;

6) удобство выполнения планово-предупредительных ремонтов без нарушения нормального электроснабжения;

7) конфигурацию распределительных сетей, которая позволила бы максимально использовать существующие сети, а в районах с малым охватом территории и сооружение дополнительных линий по новым трассам, не допуская, однако, образования протяженных малозагруженных участков, используемых только во время отключений других элементов сети.

Следует иметь в виду, что в распределительной сети напряжением 35—220 *кв* допускается присоединение не более пяти трансформаторов по схеме ответвлений (или захода) без выключателей к участку одноцепной линии, не секционированному выключателем, и не более четырех трансформаторов к одной цепи двухцепной линии.

Не рекомендуется усложнять схемы электрических соединений подстанций. В случае, когда подстанции со сложными схемами соединений на стороне высшего напряжения (с числом линий более двух) все же приходится применять, необходимо тщательно обосновать это.

Питание промышленных предприятий, электрифицированного транспорта и других крупных потребителей необходимо строить так, чтобы структура сетей учитывала нагрузки других отраслей народного хозяйства близлежащего района. Схемы так называемого внешнего электроснабжения различных потребителей, расположенных в одном районе, должны быть взаимно увязаны друг с другом, а также с общей схемой электрических сетей данного района. При этом к одноцепной линии с двусторонним питанием на участке между узловыми подстанциями, имеющими не менее трех питающих линий, допускается присоединять не более трех промежуточных подстанций, включаемых в рассечку. Присоединение тяговых подстанций к одноцепной воздушной линии (ВЛ) на ответвлениях не допускается. К двухцепной ВЛ (на общих одноцепных опорах) с двусторонним питанием на участке между узловыми подстанциями допускается подключать при напряжении 220 *кв* до пяти промежуточных подстанций, а на напряжении 110 *кв* — до пяти подстанций при электрификации тяги на постоянном токе и до трех — при электрификации на переменном токе.

При разработке **схем развития питающих электрических сетей** городов следует предусматривать кольцо напряжением 110 *кв* и выше, питаемое от одной или нескольких подстанций более высокой ступени напряжения или от электрической станции. При этом питание центральных районов крупного города целесообразно выполнять с помо-

щью глубоких вводов напряжением 110 *кв* и выше с использованием кабельных линий и закрытых подстанций.

Напряжение распределительной сети в городах рекомендуется принимать равным 10 *кв*. При наличии действующих сетей напряжением 6 *кв* следует предусматривать их перевод на 10 *кв*.

Схемы и параметры элементов сети выбираются в схемах развития энергосистем и электрических сетей. При этом проектировщик делает следующее:

1) выбирает напряжение линий для выдачи мощности электростанции, число линий каждого напряжения и их направления, распределение генераторов между распределительными устройствами разных напряжений и мощность автотрансформаторов связи;

2) устанавливает максимально допустимую единичную мощность генераторов (блоков);

3) находит число часов использования установленной мощности и величину наибольшей теряемой мощности при повреждении одного выключателя, допустимую по условиям резервирования в энергосистеме;

4) выявляет расчетные значения мощностей короткого замыкания;

5) определяет режимы работы сети и требования к секционированию шин электростанций.

Основные параметры линий и трансформаторов устанавливаются по расчетным нагрузкам, определяемым на перспективу не менее 5 лет с момента намечаемого ввода соответствующего объекта в эксплуатацию. Сечение проводов линий электропередачи находится по расчетным нагрузкам нормальных режимов в соответствии с действующей методикой выбора экономичного сечения и проверяется по длительно допустимым нагрузкам в послеаварийных режимах.

На понизительных подстанциях энергосистем, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов. Применение однотрансформаторных подстанций допускается только на первом этапе сооружения двухтрансформаторных подстанций при постепенном росте нагрузки. При этом должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения.

На узловых подстанциях применение более одного среднего напряжения не рекомендуется. В случае, если необходимость двух средних напряжений доказана технико-экономическими расчетами, на подстанции допускается установка 2—4 трансформаторов с различными коэффициентами трансформации.

На всех подстанциях со средним напряжением 110 *кв* и выше напряжение третьей обмотки автотрансформаторов принимается равным 10 *кв*. Применение другого напряжения (6 или 35 *кв*) допускается при наличии значительной нагрузки на этом напряжении (если на данной подстанции не намечается установка синхронных компенсаторов 10 *кв*), а также при установке статических конденсаторов напряжением 35 *кв*.

В случае предполагаемой установки синхронных компенсаторов или при небольшой нагрузке на напряжении 35/6 *кв* рекомендуется применение двухобмоточных (10/6 или 10/35 *кв*) или трехобмоточных

(10/35/6 *кв*) трансформаторов. Установка трехобмоточных трансформаторов, присоединенных к шинам среднего напряжения (например, 110/220/35/6 *кв*), требует специальных обоснований.

Расчеты электрических сетей, регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности и ограничение токов короткого замыкания выполняются при проектировании схем развития энергосистем и электрических сетей. К ним относятся расчеты установившихся режимов как нормальных, так и послеаварийных, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания. Расчеты должны дать ответы на вопросы, связанные с выбором схемы сети и параметров ее элементов, определением требований к схемам коммутации узловых пунктов, выбором средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Потокораспределение и распределение напряжений в рассматриваемой сети энергосистемы (энергорайона) рассчитываются для режима зимнего максимума и минимума нагрузки основного расчетного этапа. При необходимости осуществляются также расчеты для промежуточных этапов.

Расчеты должны быть выполнены для основной сети. При протяженных линиях электропередачи расчеты производятся с целью определения условий поддержания требуемых уровней напряжения в сети в режимах наименьшей нагрузки (минимум нагрузки летнего выходного дня для всей сети, холостой ход отдельных линий и др.). Кроме того, рассчитываются характерные послеаварийные режимы.

Расчеты установившихся режимов рекомендуется выполнять с учетом следующих соображений.

В питающих пунктах сети, на шинах высших напряжений электростанций и вторичного напряжения понизительных подстанций в режимах максимума нагрузки в качестве расчетных следует принимать наибольшие значения напряжения: 780, 520, 358, 248, 169, 124, 39, 5 *кв* (для соответствующего класса напряжения).

На зажимах генераторов электростанций напряжение не должно превышать $1{,}05U_{ном}$, а на шинах высшего напряжения всех понизительных подстанций не должно быть больше указанных выше величин. Для минимума нагрузки шины высшего напряжения понизительных подстанций должны иметь напряжение, не превышающее 5% $U_{ном}$ сети для сетей напряжением 35—330 *кв* и 2% для сетей 500 и 750 *кв*. Следует иметь в виду, что для шин высшего напряжения наиболее удаленных понизительных подстанций в периоды максимума нагрузки (наибольших перетоков мощности) допускаются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов в нормальных режимах работы сети напряжение не будет ниже $1{,}05U_{ном}$, а в послеаварийных режимах с учетом возможности регулирования под нагрузкой трансформаторов — не ниже $U_{ном}$.

При определении составляющих электрических нагрузок в случае отсутствия уточняющих данных для расчета максимальных режимов рекомендуется принимать следующие значения коэффициентов мощности:

Напряжение шин, *кв*	10/6	35	110
Коэффициент мощности	0,9	0,87	0,85

В настоящее время при проектировании принимают, что для обеспечения необходимого регулирования в электрических сетях на всех устанавливаемых трансформаторах и автотрансформаторах (а также автотрансформаторах связи на электростанциях) следует применять устройства регулирования напряжения под нагрузкой или отдельные вольтодобавочные трансформаторы.

Компенсирующие устройства, место их установки и мощность выбираются на основе расчетов нормальных и послеаварийных режимов исходя из требований поддержания необходимых уровней напряжения.

Компенсирующие устройства и место их установки в пределах энергоузла выбираются исходя их технико-экономических расчетов с учетом требований регулирования напряжения, уменьшения потерь мощности в сетях, обеспечения устойчивости энергосистем. Нормативы Энергосетьпроекта предусматривают, что в основных электрических сетях с номинальным напряжением 220 *кв* и выше следует предусматривать установку синхронных компенсаторов, если необходимая мощность компенсирующих устройств на подстанции составляет не менее 100 *Мвар*. В распределительных сетях напряжением 110 и 35 *кв* те же нормативы рекомендуют установку батарей статических конденсаторов. Однако следует иметь в виду, что новые способы выработки и регулирования реактивной мощности в ряде случаев могут оказаться более целесообразными (например, ИРМ-МЭИ) и их следует учесть при анализе.

Как известно, в режимах наименьших нагрузок напряжение может увеличиваться сверх допустимого, в этом случае появляются избытки реактивной мощности. Для устранения этого явления, а также ограничения внутренних перенапряжений в сетях напряжением 330 *кв* и выше, составляющих более $1{,}6U_{ф}$, следует предусматривать установку шунтирующих реакторов, обосновывая их необходимость расчетом напряжений в нормальных режимах и тех квазистационарных перенапряжений, которые могут появиться при отключении несимметричных коротких замыканий.

При технико-экономических расчетах сетей напряжением 500 и 750 *кв* на перспективу более 5 лет рекомендуется учитывать шунтирующие реакторы в размере 75% от зарядной мощности линий электропередачи без выполнения специальных расчетов.

При выборе схем сетей и основных мероприятий, повышающих их пропускную способность, проводятся расчеты статической и динамической устойчивости. Требования, предъявляемые к противоаварийной системной автоматике, формулируются именно на основе этих расчетов.

Необходимые запасы устойчивости и расчетные аварии должны приниматься в соответствии с руководящими указаниями по расчетам устойчивости энергетических систем.

Расчеты токов короткого замыкания при проектировании развития систем служат для оценки мощностей короткого замыкания в данное

время и в перспективе развития системы. На основе этих расчетов выбирается аппаратура и оценивается влияние линий высокого напряжения системы на провода связи. Разумеется, что эти же расчеты должны выявить мероприятия по ограничению токов короткого замыкания и установить требования к новой аппаратуре, которая возможно будет заказываться для развивающейся системы. При проектировании токи короткого замыкания рассчитываются для наиболее тяжелого режима — при работе всех генераторов электростанций и при всех замкнутых связях. В расчетах учитывается возможность подпитки места короткого замыкания от сети следующей, более низкой ступени напряжения и от соседних систем.

При расчетах обычно рассматриваются два вида короткого замыкания — трехфазное и однофазное. В настоящее время мощности выключателей таковы, что расчетные значения токов короткого замыкания должны быть ограничены для сетей напряжением 110 *кв* значением 10 млн. *кв·а*, а для сетей напряжением 220 *кв* — 20 млн. *кв · а*. При этом проектировщик должен выявить и обосновать соответствующими технико-экономическими расчетами целесообразные способы ограничения токов короткого замыкания, применяя реактирование, деление сетей и т. д.

§ 8-7. УТОЧНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ

Экономическое сечение проводов представляет собой сечение, соответствующее минимуму расчетной стоимости передачи электроэнергии, которая может быть найдена путем подсчета затрат по электропередаче за время, равное сроку окупаемости t_0.

При определении экономических сечений проводов и потерь энергии обычно не учитываются так называемые потери холостого хода, вызванные коронированием проводов и емкостными токами линии, которые для электропередач напряжением выше 220 *кв* могут достигать значительных величин. Поэтому следует рассмотреть влияние этих потерь на экономическое сечение проводов линий электропередач.

Наиболее точно потери на нагревание могут быть подсчитаны, если известны графики работы электропередачи и распределение проходящего тока вдоль линии. При этом потери энергии на нагревание проводов за время t_0

$$\Delta\mathcal{Э}_{\text{н}} = 3\int_0^{t_0}\int_0^{L} I^2 r_0\, dl\, dt,$$

где I — ток, текущий в какой-либо точке линии, расположенной на расстоянии l от конца линии; r_0 — активное сопротивление 1 *км* линии; L — длина линии.

Ввиду несовершенства современной теории короны подсчет потерь представляет значительные трудности. Наиболее надежным методом определения потерь на корону при проектировании дальних электропередач считается непосредственная обработка и пересчет экспериментальных данных, полученных при различных метеорологических

условиях для достаточно длительного времени на различных участках линии. Довольно хорошее совпадение результатов расчетов с измерениями потерь на корону на опытных линиях напряжением 500 *кв* дает методика оценки годовых потерь энергии на корону, разработанная Энергетическим институтом АН СССР.

В данном случае не рассматривается задача конкретного проектирования, когда имеются достаточные данные о работе проектируемой электропередачи, а даются только ориентировочные представления о влиянии потерь холостого хода на экономическое сечение современных линий электропередач. Поэтому потери энергии на корону и на нагревание от емкостных токов будем оценивать приближенно.

Тогда потери мощности на нагревание от прохождения рабочего и емкостного токов линии без ответвлений

$$\Delta P_{\text{н}} = 3I_{\text{а}}^2 R + 3\int_0^{L}\left(\frac{I_C}{L}\,l \pm I_{\text{р}}\right)^2 r_0\, dl,$$

где $I_{\text{а}}$ и $I_{\text{р}}$ — активная и реактивная составляющие рабочего тока линии I, постоянного вдоль всей линии; $I_{\text{р}}$ берется со знаком «+» при емкостном характере и «—» при индуктивном; I_C — емкостный ток линии (рассматривается как равномерно распределенная вдоль линии нагрузка); $I_C l/L$ — емкостный ток в точке, находящейся на расстоянии l от конца линии.

После интегрирования и преобразований получим

$$\Delta P_{\text{н}} = 3\,(I^2 \pm I_{\text{р}} I_C + I_C^2/3)\, r_0 L.$$

Соответственно потери энергии на нагревание (*квт·ч*)

$$\Delta\mathcal{Э}_{\text{н}} = \frac{3I_{\text{макс}}^2\,\rho L\cdot 10^{-3}}{s}\,\tau + \frac{I_C^2\,\rho L \pm 3\,I_{\text{р}} I_C\,\rho L}{s}\cdot 10^{-3}\tau_C,$$

где $I_{\text{макс}}$ — максимальное значение рабочего тока линии; ρ — удельное сопротивление провода; τ — время потерь; s — сечение провода; τ_C — время потерь для тока I_C; учитывает возможности компенсации емкостного тока линии в режимах холостого хода и малых нагрузок.

Учет потерь на корону рассмотрим в двух вариантах.

В первом варианте будем исходить из следующих положений: потери энергии в линии электропередачи из-за короны не должны значительно возрасти, они должны составить некоторую небольшую долю от потерь на нагревание проводов; допустимая величина потерь на корону обеспечивается соответствующей конструкцией проводов. Поэтому в первом варианте потери на корону учтем определенными процентами от потерь на нагревание; так, например, по некоторым источникам потери на корону можно принять равными 15—20% от потерь на нагревание. В соответствии с этим потери энергии в линии

$$\Delta\mathcal{Э} = m\rho L\cdot 10^{-3}\,[3I_{\text{макс}}^2\,\tau + (I_C^2 \pm 3I_{\text{р}} I_C)\,\tau_C]/s, \qquad (8\text{-}36)$$

где коэффициент m равен единице плюс доля потерь на корону от потерь на нагревание.

Для учета потерь на корону по второму варианту обратимся к рис. 8-13, где сплошными линиями построены зависимости среднегодовых потерь мощности $\Delta P_{\text{срг}}$ на корону от сечения s расщепленных на две части проводов; потери даны на одну фазу для трех значений напряжения линии. Для каждой из указанных кривых подобраны зависимости вида

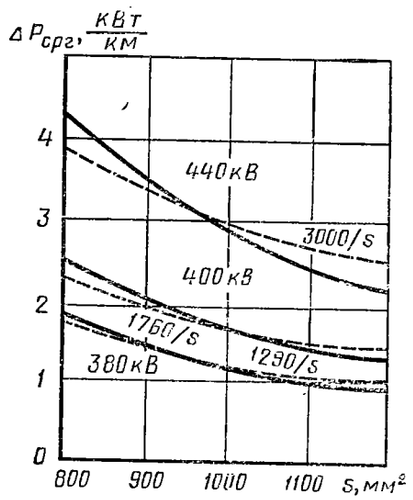


Рис. 8-13

$$\Delta P_{\text{к}} = A/s, \qquad (8\text{-}37)$$

изображенные на рис. 8-13 штриховыми линиями. Коэффициент A зависит от метеорологических условий, типа проводов и напряжения линии; значения A могут быть определены на основе опытных данных.

Если учесть приближенный характер методов оценки потерь на корону, возможные отклонения их в различные годы, сравнительно небольшую долю этих потерь в общей величине потерь энергии в линии, то в известных пределах допустимо пользоваться зависимостью (8-37). Тогда по второму варианту потери энергии в линии

$$\Delta \mathcal{Э} = \frac{3I^2_{\text{макс}}\rho L\cdot 10^{-3}}{s}\tau + \frac{I_C^2\rho L \pm 3I_{\text{р}} I_C \rho L}{s}\cdot 10^{-3}\tau_C + \frac{A}{s}t, \qquad (8\text{-}38)$$

где t — продолжительность работы линии, *ч*.

Потери мощности в линии могут быть уменьшены за счет увеличения напряжения и сечения проводов, причем уменьшение потерь обратно пропорционально квадрату напряжения. Стомисость же линейного и подстанционного оборудования растет вместе с ростом напряжения несколько быстрее, чем в первой степени. С увеличением сечения потери мощности уменьшаются обратно пропорционально первой степени сечения и стоимость линии передачи растет пропорционально примерно первой степени сечения. Поэтому для уменьшения потерь мощности более экономично увеличивать напряжение, чем сечение.

Повышение напряжения необходимо также и для увеличения пропускной способности электропередач; ограничивается оно главным образом техническими возможностями.

В соответствии с изложенным при определении экономического сечения будем полагать напряжение известным, вполне определенным.

Затраты по электропередаче за время t_0

$$\Gamma_{t_0} = K_{\text{э}} + p_{\text{а}} K_{\text{э}} t_0 + c_{\text{э}} t_0 + m\rho L\cdot 10^{-3}\frac{3I^2_{\text{макс}}\tau + (I_C^2 \pm 3I_{\text{р}} I_C)\tau_C}{s}\beta t_0,$$

где $p_{\text{а}}$ — доля ежегодных амортизационных отчислений от капитальных затрат; $K_{\text{э}}$ — капитальные затраты на сооружение электропередачи; $c_{\text{э}}$ — годовые расходы на эксплуатацию электропередачи, которые не зависят от ее сечения проводов; β — стоимость 1 *квт · ч* потерянной энергии.

Здесь потери на корону учтены по первому варианту.

Сечение, соответствующее минимуму затрат, определится из уравнения

$$\frac{d\Gamma_{t_0}}{ds} = (1 + p_{\text{а}} t_0)\frac{dK_{\text{л}}}{ds} - m\rho L\beta t_0\cdot 10^{-3}\frac{3I^2_{\text{макс}}\tau + (I_C^2 \pm 3I_{\text{р}} I_C)\tau_C}{s^2} = 0.$$

Представляя в этом уравнении стоимость линии линейной зависимостью

$$K_{\text{л}} = (a + bs)\,L,$$

получим

$$(1 + p_{\text{а}} t_0)\,Lb - m\rho L\beta t_0\cdot 10^{-3}\frac{3I^2_{\text{макс}}\tau + (I_C^2 \pm 3I_{\text{р}} I_C)\tau_C}{s^2} = 0,$$

откуда экономическое сечение

$$s_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{m\rho\beta t_0\,[3I^2_{\text{макс}}\tau + (I_C^2 \pm 3I_{\text{р}} I_C)\tau_C[}{10^3\,(1 + p_{\text{а}} t_0)\,b}}. \qquad (8\text{-}39)$$

Аналогично при учете потерь на корону по второму варианту запишем

$$s_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{[3I^2_{\text{макс}}\rho\,10^{-3}\tau + (I_C^2\rho \pm 3I_{\text{р}} I_C)10^{-3}\tau_C + At]\,\beta t_0}{(1 + p_{\text{а}} t_0)\,b}}. \qquad (8\text{-}40)$$

Если напряжения в различных точках линии мало отличаются друг от друга, то емкостный ток I_C можно выразить через напряжение линии и вместо формул (8-39) и (8-40) соответственно записать:

$$s_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{m\rho\beta t_0\,[3I^2_{\text{макс}}\,10^{-3}\tau + (U_{\text{ф}}^2 b_{\text{с}}^2\cdot 10^3 \pm 3I_{\text{р}} U_{\text{ф}} b_0 L)\,\tau_C]}{(1 + p_{\text{а}} t_0)\,b}}; \qquad (8\text{-}41)$$

$$s_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{[3I^2_{\text{макс}}\rho\,10^{-3}\tau + (U_{\text{ф}}^2 b_{\text{с}}^2\rho\,10^3 \pm 3I_{\text{р}} U_{\text{ф}} b_0 \rho L)\,\tau_C + At]\,\beta t_0}{(1 + p_{\text{а}} t_0)\,\beta}}. \qquad (8\text{-}42)$$

Принимая волновое сопротивление линии $z_{\text{в}} \approx \sqrt{L_0/C_0}$ и учитывая, что для воздушной линии $x_0 b_0 \approx 1{,}12\cdot 10^{-6}$ $(1/км^2)$, экономическое сечение представим формулой

$$s_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{м}}}{s_*}\sqrt{\frac{m\rho\beta t_0\,[3s_*^2\tau + (1{,}12\cdot 10^{-3} L \pm 3{,}3\,q_*)\,L\tau_C\,10^{-3}}{10^3\,(1 + p_{\text{а}} t_0)\,b}}, \qquad (8\text{-}43)$$

где s_* и q_* — полная и реактивная мощности в конце линии в долях от натуральной мощности.

Соответственно экономическая плотность тока

$$j_{эк} = p_s \sqrt{\frac{(1+p_a t_o)\, b \cdot 10^3}{m\rho\beta t_o [3s_*^2 \tau + (1{,}12 \cdot 10^{-3} L \pm 3{,}3 q_*) L\tau_C 10^{-3}}}. \qquad (8\text{-}44)$$

В формуле (8-45) отразилось влияние потерь от емкостных токов и короны на экономическую плотность тока. Потери холостого хода зависят от числа цепей: увеличение последних при одной и той же передаваемой мощности и режиме работы электропередачи приводит к возрастанию потерь холостого хода.

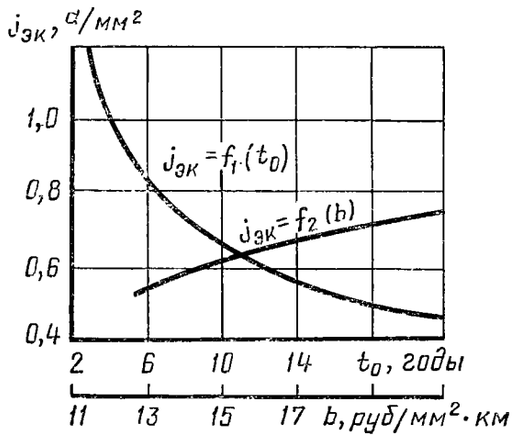


Рис. 8-14

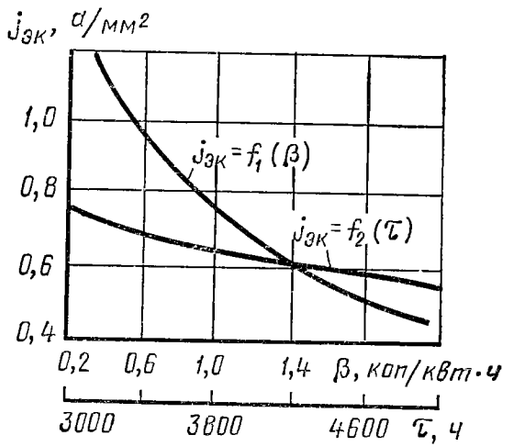


Рис. 8-15

Подсчитаем ориентировочное значение экономической плотности тока для двухцепной линии напряжением 500 *кв* с расщепленными на три части проводами при удельной мощности $S = 1$, передаваемой на расстояние $L = 1000$ *км*. Полагая $b = 158$ *руб/мм² · км*; $\beta = 0{,}12$ *руб/квт · ч*; $p_a = 0{,}03$; $m = 1{,}15$; $\rho = 31{,}5$ *ом · мм²/км*; $t_o = 8$ лет; $\tau = 3600$ *ч*; коэффициент мощности в конце линии $\cos\varphi_2 = 0{,}95$ ($q_* = 0{,}316$); $\tau_C = 5000$ *ч*, из формулы (1-70) для рассматриваемого случая найдем значение экономической плотности тока $j_{эк} \approx 0{,}73$ *а/мм²*.

Выясним влияние отдельных величин на экономическую плотность тока. Это влияние характеризуют рис. 8-14 и 8-15, показывающие, что экономическая плотность тока существенно зависит от значений срока окупаемости t_o и стоимости 1 *квт · ч* потерь энергии β; при переходе от $t_o = 8$ лет к $t_o = 20$ лет экономическая плотность тока со значения $j_{эк} = 0{,}73$ *а/мм²* падает до значения $j_{эк} = 0{,}52$ *а/мм²*; при $\beta = 6$ *коп/квт · ч* значение $j_{эк} = 0{,}93$ *а/мм²*, а при $\beta = 1{,}5$ *коп/квт·ч* значение $j_{эк} = 0{,}59$ *а/мм²*. Сравнительно малое влияние на экономическую плотность тока оказывают изменения времени τ и величины b. Отсюда видно, что учет потерь холостого хода снижает экономическую плотность тока.

§ 8-8. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ ДИСКРЕТНОСТИ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ

Основные параметры электропередачи — номинальное напряжение, сечение проводов — изменяются дискретно в соответствии с существующими стандартами. Методика выбора сечений проводов не учитывает дискретности изменения шкалы стандартных сечений. В § 8-7 описана методика выбора номинальных напряжений электропередач с учетом дискретности их изменения. Аналогично по методу экономических интервалов мощностей может выбираться сечение проводов. Сущность этого метода состоит в следующем.

Приведенные затраты линии электропередачи заданного типа напряжением U и сечением s на единицу длины при постоянных годовых эксплуатационных расходах запишутся в виде

$$З_1 = pK_1 + \frac{p^2 r_0}{U^2 \cos^2\varphi}\tau\beta, \qquad (8\text{-}45)$$

где K_1 и r_0 — капитальные затраты и активное сопротивление на единицу длины линии.

Выражение (8-45), рассматриваемое как $З_1 = f(P)$, представляет собой параболу вида $З_1 = a + bP^2$.

Для каждого стандартного сечения линии данного типа и напряжения по выражению (8-45) могут быть рассчитаны и построены в координатах $З_1$, P соответствующие параболы (рис. 8-16). Точки пересечения этих парабол a и $б$ определяют границы и интервалы мощности, в которых применение стандартных сечений является экономичным, так как соответствует наименьшим значениям приведенных затрат. Экономический интервал мощности для провода марки i ограничивается точками пересечения парабол $З_1 = f(P)$ для соседних марок — меньшей и большей.

С помощью экономических интервалов однозначно решается задача выбора сечения провода, удовлетворяющего основному экономическому критерию ($З_{1i} = З_{1\,мин}$); при этом передаваемая мощность должна находиться в пределах

$$P_{i-1} \leqslant P_{i\,пер} \leqslant P_{i+1}.$$

Для определения границ экономических интервалов можно пользоваться аналитическими выражениями, находя точки пересечения парабол из уравнений вида

$$З_{1,\,i-1} = З_{1i}.$$

В методе экономических интервалов может быть учтено увеличение передаваемой мощности во времени. Если оно будет протекать в пределах интервала, не превышая верхней экономической границы, то никакого дополнительного экономического анализа для учета этого увеличения мощности не требуется. В случаях, когда передаваемая мощность через несколько лет становится больше верхней экономиче-

ской границы выбранной марки провода, приходится проводить более сложный технико-экономический анализ.

Допустим, что рост нагрузки во времени характеризуется зависимостью $P = \varphi(t)$, которая графически представлена на рис. 8-17. На основе зависимостей $З_1 = f(P_1)$ и $P = \varphi(t)$ на рисунке построены кривые $З_1 = \Phi(t)$, определяющие экономические интервалы времени стандартных сечений проводов при заданном росте нагрузки. Если этот рост может быть представлен аналитическим выражением $P = \varphi(t)$, то, представив его как $З_1 = f(t)$, получим функцию

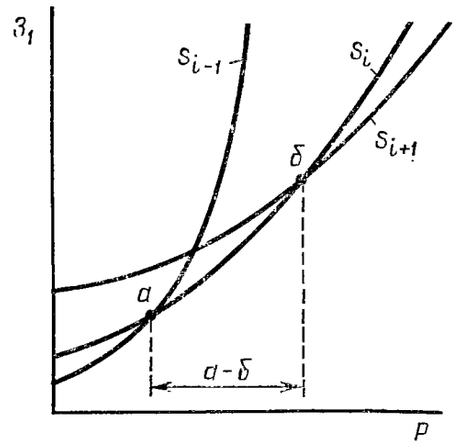


Рис. 8-16

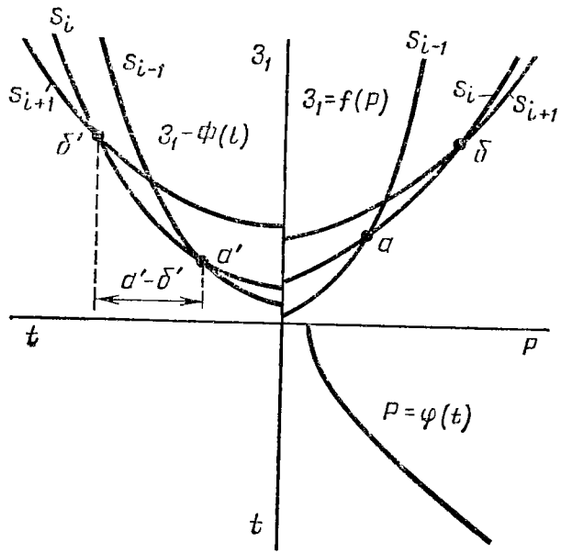


Рис. 8-17

$$З_1 = f[\varphi(t)] = \Phi(t),$$

которая позволяет по уравнению вида $З_{1,\,i-1} = З_{1i}$ определять границы экономических интервалов времени для стандартных сечений проводов с учетом заданного изменения нагрузки во времени.

§ 8-9. ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В условиях социалистической системы хозяйства, основы которой были разработаны В. И. Лениным, создаются наиболее благоприятные возможности для оптимального управления и научной организации всего народного хозяйства.

В области энергетики начало научной организации было положено ленинским планом ГОЭЛРО, в котором предусматривалось создание Единой энергетической системы страны — высшей формы организации энергетики. В соответствии с этим основным направлением развития электроэнергетики следует считать создание мощных единых и объединенных энергетических систем.

Такое развитие энергетики в нашей стране делает особо актуальной задачу коренного улучшения управления ею путем применения

научно обоснованных методов и современных технических средств управления.

На XXIV съезде Коммунистической партии Советского Союза была поставлена задача создания отраслевых автоматизированных систем управления (АСУ). Решение ее требует совершенствования организационной структуры управления и создания автоматизированной системы управления отраслью. Автоматизированная система управления — понятие несколько условное. По существу это человеко-машинная система, в которой ведущая роль принадлежит человеку. Именно человек определяет содержание и характер деятельности АСУ, перечень решаемых ею задач, критерии их результатов; человек пользуется этими результатами и принимает квалифицированные решения. Поэтому при проектировании АСУ необходимо учитывать общие методологические положения управления, которыми руководствуются соответствующие органы управления.

В общем виде задачи, которые призваны решать АСУ, можно сформулировать следующим образом:

обеспечение достаточно оперативного, оптимального управления объектом при существующем уровне научно-технического прогресса;

выбор наилучшего варианта при перспективном планировании развития объекта;

наиболее полный и правильный учет взаимосвязи данного объекта, данной отрасли народного хозяйства с другими;

целесообразноая организация потоков информации;

достижение четкой, эффективной работы оставшегося минимума эксплуатационного и административного персонала.

Конечная цель создания АСУ — получение значительного экономического эффекта в масштабе всего народного хозяйства страны.

В энергетике можно выделить два основных направления деятельности: капитальное строительство и эксплуатация энергетических объектов. В соответствии с этими направлениями в структуре АСУ энергетики наряду с общими для всей отрасли функциональными и обеспечивающими подсистемами предусматриваются две подсистемы управления основной производственной деятельностью:

капитальным строительством и стройиндустрией;

производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии.

За основу структуры АСУ принимается иерархическая система управления; все подсистемы строятся на общей технической базе с использованием единой системы кодирования информации, совместимой с общегосударственной системой. Иерархия автоматизированного управления энергетикой имеет двойственный характер: система управления должна обеспечить выработку оптимальных технико-экономических решений на различных ступенях управления (центральный аппарат; строительные, эксплуатационные, научно-исследовательские, проектные и другие организации; энергетические объекты) и на различных временны́х этапах (управление перспективным развитием, текущее хозяйственное управление, оперативное управление в темпе производственного процесса).

АСУ должна создаваться на базе системного подхода при решении любых вопросов ее деятельности. Системный принцип создания АСУ позволяет внедрить отдельные подсистемы постепенно, по мере создания объективных условий и при этом не нарушать функциональных связей между ними, так как автоматизация управления исходит из единых принципов и методов воздействий.

При создании АСУ необходимо учитывать связи электроэнергетических систем с другими системами. Так, например, электроэнергия переброшенная на Урал из Сибири и Казахстана, позволяет уменьшить приток к нему нефти из Татарии или газа из Средней Азии и направить их в западные и центральные районы, где они найдут более рациональное использование. Отсюда видна связь Единой электроэнергетической системы с системами топливоснабжения.

Рост вырабатываемых мощностей, охват энергетическими сетями огромных территорий, усиливающееся социальное, демографическое и экономическое значение энергетики, все возрастающее влияние энергетических процессов на биосферу приводит к повышению роли управления энергетикой и необходимости рассматривать ее как подсистему глобальной системы — «Биосфера — человеческое общество — народное хозяйство». Само управление должно носить все в большей степени глобальный характер, захватывая сначала большие территоральные объединения (ОЭС, ЕЭС), а далее международные и межконтинентальные объединения. На следующем этапе должен предусматриваться переход к планированию и текущему управлению энергетикой, исходя не только из задач обеспечения потребителей возможно более дешевой энергией, но и из важных задач оптимизации воздействия на биосферу. Появляется задача обеспечения не просто максимума возможной энергии, но «чистой энергии», т. е. энергии, полученной при процессах, не оказывающих вредного влияния на биосферу. Далее методология оптимизации работы систем изменится в направлении учета в числе решающих факторов оптимизации не только показателей расхода топлива (стоимости), но и воздействия на биосферу («чистоту энергии»). С учетом этого фактора придется строить АСУ и АСДУ (автоматизированные системы диспетчерского управления) энергосистемы. В еще более отдаленной перспективе встанет вопрос о регулировании выработки энергии с точки зрения сохранения геофизического состояния планеты (таянья вечных льдов и повышения уровня океанов), которое согласно расчетам акад. Н. Н. Семенова может катастрофически нарушаться при слишком большой выработке энергии (2—3% получаемой от Солнца энергии). Таким образом, проблема АСУ имеет сложные задачи, решение которых в настоящее время и тем более в будущем требует новых методов исследования, имеющих комплексный характер (техника — экономика — биосфера — геофизика).

В научно-техническом плане решение задач АСУ сегодняшнего дня требует разработки ряда проблем и методов:

1) математической теории комплексной оптимизации сложных систем;

2) прогнозирования и планирования при неполной, статистически и стохастически заданной исходной информации;

3) пространственно-временной иерархии систем и соответствующих математических моделей как линейных, так и нелинейных;

3) комплексной многопараметрической оптимизации, охватывающей широкий круг проблем, связанных с устранением неблагоприятных влияний энергетики как большой системы на смежные подсистемы глобальной системы (биосфера-человек-техника);

5) оценки качества и состава потоков энергетической информации о системе «Энергетика» и смежных с ней систем;

6) теория энергетической информации.

Создание АСУ не исчерпывается установкой электронно-вычислительной машины со всевозможными устройствами для ввода и вывода информации. Для того чтобы эта дорогостоящая техника не оказалась инородным телом в структуре управления, нужно провести сложный комплекс работ — от критического пересмотра всех форм документов, обращающихся в сфере управления, упорядочения нормативно-справочного хозяйства, до изменения структуры, методов и стиля работы управленческого аппарата. Совершенствование системы управления только со стороны технических средств дает малый эффект.

Для экономичности эксплуатации энергосистем большое значение имеет разработка в процессе проектирования рациональной организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических систем.

Проектирование организации эксплуатации энергетических систем выполняется в следующих работах:

технико-экономические доклады (ТЭД) по организации эксплуатации энергохозяйства Минэнерго СССР на 5—10 лет;

внестадийные разработки схем организации эксплуатации энергосистем на перспективу, подготавливаемые один раз в пять лет.

Подготовке схем организации эксплуатации энергетических систем на известный перспективный период предшествует выпуск технико-экономических докладов. В них намечаются и обосновываются основные пути повышения эффективности административно-хозяйственного управления и ремонтно-эксплуатационного обслуживания энергосистем, определяются капиталовложения в строительство ремонтно-производственных баз, в жилищное строительство и на оснащение электростанций и сетей машинами, механизмами, инструментом и приспособлениями.

Технико-экономические доклады служат основой для подготовки предложений к пятилетним планам строительства ремонтно-производственных баз, предприятий индустриально-заводского ремонта энергооборудования, обеспечения энергосистем средствами механизации, а также мероприятий по совершенствованию эксплуатации энергосистем.

Основой для подготовки технико-экономических докладов по организации эксплуатации энергохозяйства служат схемы развития ЕЭС и ОЭС, которые составляются на перспективу 10—12 лет. В задачи схем развития энергосистем входит уточнение топливно-энергетиче-

ского баланса страны, мощности и размещения в ЕЭС конденсационных станций, определение оптимальной структуры электростанций в ОЭС, их размещения, динамики ввода мощностей и выбор перспективной схемы основных сетей напряжением 220 *кв* и выше.

Важнейшая задача схем организации эксплуатации энергетических систем состоит в формулировке предложений по наиболее эффективной организации производства за счет его наибольшей интенсификации на базе:

выбора оптимального районирования энергетической системы, рациональной структуры управления, рациональных форм ремонта оборудования электростанций;

определения целесообразной специализации персонала;

обеспечения энергетических систем средствами механизации;

строительства и расширения ремонтных предприятий системного и межсистемного значения, общесистемных лабораторий, гаражей, складов для централизованного обслуживания энергооборудования системы;

строительства, реконструкции и расширения ремонтно-производственных баз электрических сетей;

строительства жилого фонда.

Схемы организации эксплуатации энергетических систем проектируются на основе технико-экономического доклада по организации эксплуатации энергохозяйства и схем развития энергетических систем; они дают технико-экономическое обоснование строительства ремонтно-производственных баз, оснащения энергосистем машинами и механизмами.

Районирование электрических сетей энергетических систем, выбор количества и зон обслуживания предприятий электрических сетей и их структурных подразделений проводится на основе технико-экономических расчетов по минимуму приведенных затрат. При близких значениях приведенных затрат предпочтение отдается районированию с меньшим количеством предприятий электрических сетей. Варианты районирования электрических сетей намечаются с учетом следующих положений:

границы предприятий и районов электрических сетей должны совпадать с административными границами областей и районов; отступление от этого положения допускается при наличии крупных естественных преград, ограничивающих доступ к электросетевым объектам;

предприятие электрических сетей должно обслуживать электрические сети всех напряжений на своей территории; допускается обслуживание крупных магистральных высоковольтных линий электропередач одним предприятием на территории других предприятий;

электростанции местного значения, расположенные на территории предприятий электрических сетей, могут быть включены в состав этих предприятий.

Структура управления энергетической системой должна обеспечивать минимум затрат на содержание административно-управленческого персонала, простоту и оперативность управления энергетическим производством. Для предприятий электрических сетей может быть применена функциональная, территориальная или смешанная схема управления. Выбор производится на основе технико-экономических расчетов. Эффективность ремонтного производства должна оцениваться по удельным затратам на ремонты (*руб/ч* готовности). Затраты на ремонты подсчитываются повариантно с учетом выбранного уровня индустриализации и централизации ремонтов.

Необходимое количество машин и механизмов для ремонтно-эксплуатационного обслуживания энергетических систем и ее структурных подразделений подсчитывается по нормативам с учетом состояния парка средств механизации и изменения объема ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Количество машин и механизмов, потребное энергетической системе на расчетный период, определяется как сумма:

дефицита в средствах механизации на начало расчетного периода;

нормированной потребности в средствах механизации для обслуживания вновь вводимых энергетических объектов;

списанных средств механизации за расчетный период.

Капитальные затраты в строительство системных и межсистемных ремонтных предприятий и заводов по изготовлению запасных частей к энергооборудованию определяются по удельным показателям капиталовложений, объему ремонтных работ и запасных частей.

Для ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей и обеспечения надежного электроснабжения потребителей необходимы ремонтно-производственные базы, которые, как правило, должны размещаться при подстанциях. Для строительства новых, расширения и реконструкции действующих ремонтно-производственных баз в схемах организации предусматриваются типовые ремонтно-производственные базы. При этом учитывается максимальное использование служебных и вспомогательных помещений электрических сетей.

Численность персонала электростанций, предприятий электрических и тепловых сетей, а также районных энергоуправлений на перспективу определяется по действующим нормативам и директивно заданному росту производительности труда с учетом оснащенности энергосистем средствами механизации, обеспеченности ремонтно-производственными базами, объема ремонтных работ; плотности сетей и географических условий.

При решении рассматриваемых вопросов в процессе проектирования необходимо иметь в виду, что схемы организации эксплуатации энергосистемы должны обеспечивать:

директивно заданный рост производительности труда;

повышение надежности энергоснабжения за счет роста качества ремонтов энергооборудования и сокращения количества и продолжительности аварийных и плановых отключений в сетях;

повышение культуры эксплуатации.

Приложение

П. 8-1. Примерные маневренные свойства конденсационных блоков

Параметры	Время пуска, *ч*				Расход топлива на пуск, *т. у. т.*				Технический минимум нагрузки (перспективные данные), %
	современные данные		перспективные данные		современные данные		перспективные данные		
	из горячего состояния	из холодного состояния	из горячего состояния	из холодного состояния	из горячего состояния	из холодного состояния	из горячего состояния	из холодного состояния	
240 *ата*:									
300 *Мвт* с котлами, ТКЗ	3	8	2	—	50—55	80—85	45÷50	60—65	50—60
300 *Мвт* с котлами, ПК-39 . . .	3	8	2	—	30—35	50—55	25—30	45—50	—
500 *Мвт*	3	8	2	—	—	—	30—35	80	50—60
800 *Мвт*	3	8	2	—	—	—	95	200	50—60

ЛИТЕРАТУРА

1. Электрические системы, т. I и II. Под ред. В. А. Веникова «Высшая школа», 1970, 1971.
2. Ю. Л. Мукосеев. Вопросы электроснабжения промышленных предприятий. ГЭИ, 1951.
3. В. В. Болотов, И. М. Артюгина [и др.]. Вопросы теории и методы проектирования энергетических систем. АН СССР, 1970.
4. Г. Е. Поспелов. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. Минск, «Вышэйшая школа», 1967.
5. Ю. Л. Грюнталь, А. Н. Шеренцис. Электропередачи 330 *кв*, их характеристики и перспективы применения в СССР. «Электричество», 1959, № 9.
6. А. В. Бережной, Г. Е. Поспелов. О технико-экономической методике предварительного выбора номинального напряжения электропередачи с учетом ее надежности. «Электричество», 1970, № 8.
7. Д. А. Арзамасцев. Модели и методы оптимизации развития электрических сетей энергосистем. УПИ, Свердловск, 1973.
8. Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, Ю. С. Скляров. Моделирование нагрузок и определение интегральных характеристик режимов электрических систем. УПИ, Свердловск, 1971.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 5

Введение 6

Глава 1. **Электрическая система и методы исследования ее режимов**

§ 1-1. Электрическая система. Свойства. Схемы замещения 11
§ 1-2. Требования, предъявляемые к установившимся режимам электрической системы 15
§ 1-3. Характеристика методов математического описания установившегося режима сложной электрической системы 24
§ 1-4. Составление уравнений установившегося режима 34
§ 1-5. Общие соображения о расчетах установившегося режима . . 37
§ 1-6. Практические критерии статической устойчивости электрической системы в нормальном режиме 46
Литература 57

Глава 2. **Схемы замещения электрических систем и характеристики режима простейших систем**

§ 2-1. Расчетные схемы электрических систем 59
§ 2-2. Векторные диаграммы простейшей электрической системы . . 64
§ 2-3. Определение активной и реактивной мощности 74
§ 2-4. Характеристики мощности простейшей системы 85
§ 2-5. Характеристики мощности при автоматическом регулировании возбуждения генераторов 88
§ 2-6. Характеристики мощности генераторных станций в двухмашинной схеме замещения системы 93
Литература 97

Глава 3. **Эквивалентирование электрических систем**

§ 3-1. Задача эквивалентирования электрических систем 98
§ 3-2. Эквивалентирование электрических систем и сетей без объединения ветвей генераторных станций при расчетах установившихся рабочих режимов 103
§ 3-3. Критерии эквивалентности преобразования при объединении ветвей генераторных станций 109
§ 3-4. Методика точного эквивалентирования 116
§ 3-5. Методика приближенного эквивалентирования 123
Литература 129

Глава 4. **Установившиеся режимы электрических систем и сетей** 130

§ 4-1. Общая характеристика проблемы 130
§ 4-2. Классификация методов расчета установившихся режимов . . 133
§ 4-3. Основные уравнения 135
§ 4-4. Определение узловых и контурных проводимостей и сопротивлений 138
§ 4-5. Методы решения линейных уравнений установившегося режима системы 140
§ 4-6. Метод разрезания контуров 146
§ 4-7. Методы расчета, предусматривающие преобразование исходных уравнений 150
§ 4-8. Мощности генераторных станций, определяемые на основании уравнений токов в генераторных ветвях 160
§ 4-9. Решение систем нелинейных уравнений, характеризующих режим электрической системы, с помощью метода Ньютона . . 165
§ 4-10. Разделение электрической системы на подсистемы 172

Стр.
Литература 177

Глава 5. **Собственные и взаимные проводимости ветвей**

§ 5-1. Определение проводимостей методами единичных токов или напряжений 179
§ 5-2. Вычисление собственных и взаимных проводимостей на основании графа схемы замещения 182
§ 5-3. Определение матрицы $\dot{Y}_{ij}$ методом преобразования схемы . . . 184
§ 5-4. Вычисление элементов матрицы $\dot{Y}_{ij}$ для системы по матрицам собственных и взаимных проводимостей подсистем 189
§ 5-5. Вычисление собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей при изменениях сопротивлений ограниченного числа ветвей схемы замещения 194
Литература 198

Глава 6. **Технико-экономические показатели энергетических систем**

§ 6-1. Основные экономические показатели и предпосылки их определения 199
§ 6-2. Капиталовложения и их оценка 204
§ 6-3. Потери мощности и энергии в элементах систем. Стоимость потерь 212
§ 6-4. Ежегодные издержки на эксплуатацию 226
§ 6-5. Приведенные затраты 230
§ 6-6. Определение ущерба от аварийных и плановых перерывов электроснабжения 234
§ 6-7. Основные положения о сопоставлении проектных вариантов . 240
§ 6-8. Оптимальное соотношение капиталовложений и потерь электроэнергии в линиях передачи энергосистемы 244
Приложения 248
Литература 253

Глава 7. **Качество электроэнергии и его регулирование в электрических системах**

§ 7-1. Связь баланса мощности с характеристиками качества электроэнергии 254
§ 7-2. Требования к качеству электроэнергии 258
§ 7-3. Характеристики первичных двигателей 265
§ 7-4. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты . 268
§ 7-5. Регулирование частоты в электрических системах 271
§ 7-6. Регулирование напряжения в электрических системах . . . 280
§ 7-7. Автоматизация регулирования частоты 284
Литература 287

Глава 8. **Основные положения о проектировании электрических систем и сетей**

§ 8-1. Экономические предпосылки для развития энергосистем . . 288
§ 8-2. Краткая характеристика задачи проектирования и развития электрических систем 291
§ 8-3. Выявление электропотребления и методы определения нагрузки 295
§ 8-4. Графики нагрузки и их прогнозирование 302
§ 8-5. Выбор источников энергии 309
§ 8-6. Технико-экономические закономерности для выбора схем развития электрических сетей и их номинальных напряжений . 318
§ 8-7. Уточнение экономического сечения проводов 330
§ 8-8. Выбор параметров электропередачи с учетом дискретности их изменения 335
§ 8-9. Вопросы управления и организации эксплуатации энергосистем 336
Приложение 342
Литература 342