

ПОСОБИЕ К КУРСОВОМУ И ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ  
ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ ВУЗОВ

ПОСОБИЕ  
К КУРСОВОМУ  
И ДИПЛОМНОМУ  
ПРОЕКТИРОВАНИЮ  
ДЛЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ  
ВУЗОВ



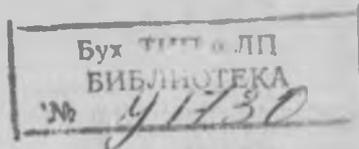
11-12

# ПОСОБИЕ К КУРСОВОМУ И ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ДЛЯ электроэнергетических специальностей вузов

Под редакцией В.М.Блок

Издание второе,  
переработанное  
и дополненное

Допущено Государственным комитетом СССР  
по народному образованию в качестве учебного  
пособия для студентов электроэнергетических  
специальностей вузов



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1990

ББК 31.2  
П62  
УДК 621.3

В. М. Блок, Г. К. Обушев, Л. Б. Паперно,  
С. А. Гусева, Я. Х. Герхард, А. А. Ванаг

Рецензенты: кафедра электроэнергетических систем Московского энергетического института (зав. кафедрой, д-р техн. наук, проф. В. А. Строев); д-р техн. наук, проф. В. М. Чебан (Новосибирский электротехнический институт)

**П62** **Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп. / В. М. Блок, Г. К. Обушев, Л. Б. Паперно и др.; Под ред. В. М. Блок. — М.: Высш. шк., 1990. — 383 с.: ил.**

ISBN 5-06-000726-X

В книге изложены экономические вопросы проектирования; методы экономических интервалов, учитывающих дискретность стандартного проектируемого оборудования, и универсальные номограммы экономических интервалов для выбора сечений проводов линий и трансформаторов; приведены расчеты токов коротких замыканий, методы определения сопротивлений и проводимостей элементов сети и др. Второе издание (1-е — 1981 г.) дополнено новыми вопросами — экологического влияния ВЛ, выбора оптимальной мощности трансформаторов, применения ЭВМ для расчета режимов работы сложных систем и др.

П 2202080000(4309000000)—480 168—90  
001(01)—90

ББК 31.2  
6П2.1

ISBN 5-06-000726-X

© Коллектив авторов, 1990

Для реализации стратегических планов партии необходима перестройка всего народного хозяйства, направленная прежде всего на то, чтобы придать общественному развитию мощный импульс ускорения с помощью научно-технического прогресса, определяемого в наибольшей степени энергетикой и автоматикой всех отраслей народного хозяйства.

Для решения важных энергетических задач инженер должен обладать теоретическими знаниями и уметь творчески применять их в практической деятельности, т. е. уметь творчески мыслить. Различают репродуктивное и продуктивное (творческое) мышление. Репродуктивным мышлением называют такое, с помощью которого человек решает задачи известными ему способами по известным правилам. Творческое мышление требует поиска и сопровождается открытием нового для самого изучающего и нередко для науки. Начальным этапом такого мышления является решение задач, последующим этапом — проведение лабораторных работ, а затем — курсовое и дипломное проектирование, при котором приходится самостоятельно ставить и решать вопросы, не имеющие однозначного ответа. Опыт показывает, что именно в процессе проектирования студенты работают наиболее увлеченно, используя свои знания и возможности. Огромное значение имеют также студенческая учебно-исследовательская работа (УИР) и проектирование с научно-исследовательским уклоном, в наибольшей степени способствующие развитию творческих способностей. Эти вопросы рассматриваются в «Основных направлениях перестройки высшего и среднего специального образования в стране»\*.

Пособие предназначено для студентов специальностей: «Электроэнергетические системы и сети» — 10.02 «Электрооснабжение» — 10.04, «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» — 21.04 и других электроэнергетических специальностей вузов для дневной, вечерней и заочной форм обучения.

В пособии даны указания по выполнению заданий при курсовом и дипломном проектировании, контролю за ходом его выполнения; требования, предъявляемые к оформлению и защите (см. введение), а также возможные направления составления проектов. Порядок их выполнения представлен алгоритмами и структурными схемами с указанием и объяснением отдельных пунктов. Предложены также некоторые возможные темы проектов (работ) с научно-исследовательским уклоном. В пособии содержатся расчеты и примеры, а также рассмотрены передовые экономические методы проектирования (см. гл. 2); даны примеры для определения приведенных затрат при строительстве в один этап (год) и в течение нескольких

\* Бюл. Мин-ва высш. и средн. спец. образования СССР, 1987, № 5.

лет. Книга содержит универсальные номограммы экономических интервалов для сетей и трансформаторов разных исполнений (см. гл. 7). Выбор сечений по этим номограммам отвечает минимуму приведенных затрат и дает экономию по стране в десятки миллионов рублей в год. Нельзя забывать, что критерием целесообразности того или иного проекта, его целевой функцией являются экономические показатели.

Для экономии времени, затрачиваемого студентами на отыскание исходных данных, подобран обширный справочный материал (см. гл. 6), собранный из многих книг, справочников и заимствованный в проектных организациях (используются цены 1984 г.). Материал систематизирован, обработан и дополнен новыми обобщающими таблицами, облегчающими проектирование.

По многим вопросам, которые не удалось изложить в пособии или удалось изложить только частично, например по вопросам баланса активных и реактивных мощностей, условий обеспечения качества электрической энергии и регулирования напряжения, защиты от перенапряжений, техники безопасности и другим, указана соответствующая литература.

Общие вопросы, относящиеся не только к конкретной специальности, выделены в гл. 1. К ним относятся: определение нагрузок в разных звеньях сетей (см. § 1.1 и 1.2), сопротивлений и проводимостей (см. § 1.3); краткие сведения о схемах электрических сетей и подстанций (см. § 1.4). Там же изложены существующие методы расчета токов коротких замыканий (см. § 1.5), даны рекомендации по выбору аппаратуры (см. § 1.6).

Курсовое и дипломное проектирование может проводиться: 1) для реальных объектов, находящихся на рассмотрении проектных и других организаций; 2) для объектов по заданию, составленному руководителем для повторения и углубления определенных разделов курса по специальности; 3) для решения каких-либо новых вопросов, полностью или частично научно-исследовательского характера. Так как последние имеют в большинстве случаев узкую направленность и не требуют повторения всего пройденного материала по специальности, их рекомендуется выдавать преимущественно хорошо успевающим студентам. Предполагается, что таким студентам особенно полезно развитие творческих способностей, а не только повторение материалов пройденных курсов, т. е. работа «вглубь», а не «вширь».

Нельзя забывать, что проектирование является комплексной задачей, в которой все элементы являются звеньями общей цепочки. Если одно из этих звеньев окажется некачественным, то цепочка может разорваться. Однако учет всех влияний в сложных современных динамически развивающихся системах практически невозможен. Поэтому студент должен учиться делать возможные допущения, пренебрегать второстепенными вопросами и уметь, как говорил В. И. Ленин, найти *главное звено*, уцепившись за которое,

можно вытянуть всю цепочку. Нередко, усердно занимаясь второстепенными вопросами, студент не обращает внимание на основные. В пособии в алгоритмах и структурных схемах общие вопросы делятся на *последовательные операции*. Инженеры должны уметь производить подобное разделение исследуемых ими вопросов. Приведенные примеры алгоритмов помогут студенту научиться такой разбивке.

Нередко для решения сложных комплексных задач требуется использование вычислительной техники, поэтому в § 3.4 излагаются основные методы, применяемые при расчетах на ЭВМ.

Прежде чем приступить к проектированию, надо представить себе проект в целом, т. е. составить свой алгоритм с учетом предъявляемых к проекту требований, и только после этого приступить к выполнению отдельных этапов.

Одним из важнейших этапов проектирования является оценка промежуточных результатов. Например, нередки случаи, когда активное сопротивление кабелей получается во много раз меньше индуктивного, а индуктивное сопротивление трансформаторов во много раз меньше активного. Студенту, не имеющему практического опыта, иногда трудно самому оценить результаты расчетов. В этом случае он должен обратиться за советом к руководителю проекта. Чтобы избежать ошибок и сократить время расчетов, следует составлять сводные таблицы с необходимыми данными и результатами.

Нельзя все рекомендации и положения, приведенные в пособии, рассматривать как незыблемый стандарт. Они являются примерами, по аналогии с которыми можно выполнять и другие задания.

Курсовое проектирование можно назвать репетицией перед дипломным, а дипломное — генеральной репетицией перед практической деятельностью. Если в курсовом проекте студент творчески решает какие-то вопросы, то в дипломном — комплекс тех же или аналогичных им вопросов. Поэтому предложенные алгоритмы курсовых проектов можно использовать и при дипломном проектировании. С успехом можно применять и комплексное проектирование двумя или большим числом студентов. Однако задания на него должны составляться так, чтобы работа одного студента не тормозила работу другого, а итоги объединялись только к концу проектирования. Например, один студент решает какие-то вопросы для одного напряжения, другой — те же вопросы для другого с учетом требований, а в конце работы производится общий анализ и делаются выводы для всего задания в целом.

В проектах с научно-исследовательским уклоном рекомендуется ознакомление со структурой системы автоматизированного проектирования\* (САПР) и возможное использование каких-либо ее частей.

\* См.: Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели оптимизации развития энергосистемы. М., 1987, а также [1, 16; 1.22].

Из-за большого числа рассмотренных вопросов, включающих рекомендации по трем специальностям как для курсового, так и для дипломного проектирования, и невозможности широкого освещения вопросов всех специальностей в пособии основное внимание уделено электрическим сетям и системам. Для удобства пользования литература указана по главам.

При проектировании обязательно использование принятых стандартов, обозначений, форм и других рекомендаций, подробно изложенных во введении и табл. 6.1—6.3.

При составлении пособия использовались материалы и методические указания Московского энергетического института, Энергосетьпроект, Рижского, Ленинградского, Киевского, Таллиннского, Уральского, Белорусского, Челябинского, Новочеркасского, Краснодарского, Ульяновского, Саратовского, Омского, Кишиневского, Куйбышевского, Томского политехнических институтов, Новосибирского электротехнического института, Ленинградского инженерно-экономического института, Ивановского энергетического института, Томского университета и др.

Материал пособия распределяется следующим образом: предисловие, § 1.3, 1.4, гл. 2 и 3 (кроме § 3.3 и 3.4), гл. 7 написаны В. М. Блок; введение, § 1.5 и 1.6—Г. К. Обушевым; гл. 5—Л. Б. Паперно; § 1.1 и гл. 4—Я. Х. Герхардом; § 1.2, 1.7 и 3.3—С. А. Гусевой; § 3.4 и приложение—А. А. Ванасом; гл. 6 написана В. М. Блок совместно с А. А. Ванасом, Л. Б. Паперно, С. А. Гусевой, Я. Х. Герхардом и Г. К. Обушевым.

Авторы выражают глубокую благодарность за тщательное рассмотрение рукописи и ценные советы рецензентам: зав. кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» НЭТИ д-ру техн. наук, проф. В. М. Чебану и коллективу кафедры «Электроэнергетические системы» МЭИ (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. В. А. Строев), а также преподавателям кафедр «Автоматизация и релейная защита энергосистем» и «Электрические станции» — канд. техн. наук, доц. В. Г. Дорогунцеву и канд. техн. наук, доц. И. П. Крючкову.

Авторы глубоко признательны доц., канд. техн. наук Я. К. Розенкрану и канд. техн. наук Б. Н. Шварцбергу за ценные замечания и советы, а также инженерам Э. И. Эргардту, Н. Ф. Голодниковой, Э. Я. Беркису за помощь при составлении рукописи и Л. В. Зубаревой за помощь при оформлении.

Написание комплексного пособия — дело новое и сложное, поэтому авторы будут весьма благодарны читателям за замечания и рекомендации, которые просят направлять в издательство «Высшая школа» по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., 29/14.

Авторы

## § В.1. Задание

Тема дипломного проекта, обобщенная структурная схема выполнения которого показана на рис. В.1, и основное направление работы определяются перед последней производственной практикой на выпускном курсе. Тогда же назначается руководитель дипломного проекта. При этом студенту предоставляется право предложить свою тему или выбрать одну из рекомендованных тем \*.

После окончания теоретического курса (т. е. сдачи всех экзаменов, курсовых проектов и работ) и получения зачета по последней практике студенту выдается задание на дипломный проект с указанием окончательной темы, исходных материалов, разделов пояснительной записки, перечня графических материалов и сроков представления проекта на кафедру. Тогда же утверждаются консультанты: по охране труда; по экономике энергетики, организации и планированию предприятия; по другим вопросам, если в этом имеется необходимость. Консультантом по основной части проекта является руководитель дипломного проекта; он же составляет полное задание на дипломное проектирование. Дипломник при необходимости может получить консультацию у преподавателей кафедры иностранных языков и кафедры гражданской обороны.

Тема дипломного проекта, руководитель и срок завершения проекта утверждаются приказом декана факультета, а задание на дипломное проектирование — заведующим кафедрой. Темы дипломных проектов выдаются студентам в соответствии с их специальностью и специализацией.

Кафедра, как правило, рекомендует студентам темы дипломных проектов, предложенные энергосистемами, проектными организациями, предприятиями, совхозами, колхозами, научно-исследовательскими лабораториями, институтами и учреждениями. В первую очередь тех учреждений, которые готовят специалистов на основании заключенных договоров \*\*. Известно, что в проектных органи-

\* Положения о Государственных экзаменационных комиссиях; Инструкция по подготовке дипломных проектов (работ) в вузах СССР; Приказ МВ и ССО СССР от 14 марта 1974 г., № 245/Бюл. Мин-ва высш. и средн. спец. образования СССР. 1974. § 5. С. 27—36.

\*\* О мерах по коренному улучшению качества подготовки и использования специалистов с высшим образованием в народном хозяйстве: Приказ МВ и ССО СССР от 31 марта 1987 г. № 249/Бюл. Мин-ва высш. и средн. спец. образования СССР. 1987. № 6. С. 1—17.



Рис. В.1. Обобщенная структурная схема выполнения дипломного проекта

зациях и учреждениях проектирование осуществляется обычно в несколько стадий. Дипломный проект может не охватывать всех стадий проектирования, однако должен быть реальным, чтобы его результатами могли бы пользоваться организации, предложившие тему, а также другие заинтересованные организации.

Дипломный проект обычно посвящен проектированию или реконструкции подстанций, развитию сетей, релейной защите и автоматике электрических станций, подстанций и линий электропередачи, системе электроснабжения города или сельскохозяйственного района, крупного промышленного или отдельного сельскохозяйственного предприятия. Один из вопросов задания (в виде специального задания) обычно рассматривается и разрабатывается подробно. В отдельных случаях выдается более узкая тема исследовательского характера.

При выполнении дипломного проекта целесообразно использовать современную вычислительную технику. В проекте, как правило, должна быть экспериментальная часть — материалы испытаний на производстве и обследования существующих устройств, реальные графики нагрузок, результаты испытаний схем релейной защиты и автоматики, проверки выполненных дипломником устройств.

Проект должен отвечать требованиям действующих ГОСТов, норм и правил устройств электротехнических установок, а также охраны труда, правил техники безопасности, защиты окружающей среды.

Студент должен быть в курсе вопросов выбора типовых решений, применяемых проектными организациями. Вместе с тем он может отступать от типовых разработок (обоснованно), предлагая новые решения, что подтвердит его творческий подход к решению задач.

Дипломный проект является самостоятельной творческой работой, поэтому консультант не должен выбирать или подсказывать студенту технические решения. Консультант может ознакомить его с возможными вариантами решений, методами расчета и т. п. Студент полностью отвечает за принятые в проекте решения, правильность выполнения расчетов и литературное изложение пояснительной записки. Особое внимание он должен уделить технико-экономическому обоснованию принимаемых решений с учетом экологии. Исходные данные и принятые решения должны быть согласованы с заинтересованными организациями.

Темы курсовых проектов (работ) утверждаются на кафедре и выдаются студентам руководителем проекта не позже чем в первую неделю семестра. Курсовой проект (работа) имеет более узкий характер и посвящен обычно решению какой-то одной задачи. В остальном все сказанное относится и к выполнению курсовых проектов.

## § В.2. Содержание и оформление

Дипломный проект, на выполнение которого время отводится согласно учебному плану, состоит из пояснительной записки и графического материала. При этом записка может иметь 100—120 страниц рукописного текста (или 80—100 страниц машинописного). Графический материал включает 6—8 листов чертежей 24-го формата, а также графики и рисунки, имеющиеся в записке и поясняющие содержание текста. Примеры задания дипломного проекта приведены для специальностей 10.02, 10.04, 21.04 в гл. 3—5 соответственно.

Объем курсового проекта или курсовой работы задается исходя из требований учебного плана. Обычно курсовая работа содержит 15—25 страниц текста с графиками и рисунками, а курсовой проект 25—40 страниц и до 3 листов чертежей 24-го или 12-го формата.

**Выполнение пояснительной записки.** Пояснительная записка должна в краткой и четкой форме раскрывать замысел проекта, содержать методы исследования и расчета, а также сами расчеты, описание проведенных экспериментов, их анализ, технико-экономическое сравнение и обоснованные выводы. Текст должен дополняться иллюстрациями (диаграммами, схемами и т. п.). Все разделы проекта составляются в соответствии с ГОСТ 2.105—79. При оформлении пояснительной записки допускаются отклонения от некоторых стандартов\*. Например, листы пояснительной записки можно выполнить без рамки, основной надписи и др.

В пояснительную записку включаются:

1. Титульный лист (см. форму на с. 11).
2. Задание на проектирование (см. форму на с. 12).
3. Реферат.
4. Оглавление (аналогично с. 381—383).
- 5 Введение.
6. Главы пояснительной записки.

Основное направление глав:

- а) содержание работы (в нескольких главах);
- б) экономика, организация и планирование производства;
- в) охрана труда и защита окружающей среды;
- г) гражданская оборона (при необходимости выделяется в отдельный раздел).

---

\* О внедрении стандартов Единой системы конструкторской документации (ЕСКД) в высших и средних специальных учебных заведениях СССР; Приказ МВ и ССО СССР от 17 сентября 1970 г. № 634; Методические указания о порядке внедрения стандартов ЕСКД в высших и средних специальных учебных заведениях, организациях, учреждениях и предприятиях, входящих в систему МВ и ССО СССР//Бюл. Мин-ва высш. и средн. спец. образования СССР. 1970. § 11. С. 7—12.

7. Выводы.
  8. Перечень чертежей дипломного проекта.
  9. Список использованной литературы (см. с. 104—105).
  10. Приложения (не обязательно).
- 

Министерство народного образования Латвийской ССР

Рижский политехнический институт

Кафедра электроснабжения

Допустить к защите в ГЭК

Зав. кафедрой *Берзиньш Я. Я.*, проф., д-р. техн. наук

(подпись, дата)

*Электроснабжение западной части г. Резекне*

Расчетно-пояснительная записка

к дипломному проекту

Дипломника *Мартынова Александра Ивановича*

специальности «Электроснабжение» (10.04)

электроэнергетического факультета

Руководитель проекта *Иванова И. И.*, доц., канд. техн. наук

(подпись, дата)

Консультанты:

по экономике и организации *Грабис Э. К.*, доц., канд. эконом. наук

(подпись, дата)

по охране труда *Ребо М. Г.*, доц.

(подпись, дата)

Нормоконтроль *Озолс А. Я.*, доц., канд. техн. наук

(подпись, дата)

Дипломник *Мартынов А. И.*

(подпись, дата)

1988

---

Московский энергетический институт

Курсовой проект

по электрическим сетям и системам

Расчет сложноразветвленной сети 110 кВ

Студент . . . . .

Группа . . . . .

Руководитель проекта . . . . .

1988

---

Рижский политехнический институт

Кафедра автоматизированных электрических систем

«Утверждаю»

«1» февраля 1988 г.

Зав. кафедрой . . . . .

Задание

По дипломному проектированию студенту специальности  
«Электроэнергетические системы и сети» (10.02)

Озолиню Ивару Петровичу, студ. билет №

1. Тема проекта *Проектирование питающих и распределительных сетей 6—20 кВ города N*

Утверждена приказом от «29» января 1988 г. за №

2. Срок сдачи студентом законченного проекта «8» июня 1988 г.
3. Исходные данные к проекту. 1. *Данные о существующих схемах в Рижских городских сетях.* 2. . . . .
4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):
- а. *Вводная часть.*  
*Постановка задачи и анализ существующего электроснабжения*
  - б. *Выбор конфигурации сетей сравниваемых вариантов идеализированных и реальных схем*
  - в. *Анализ сравниваемых вариантов в нормальных и аварийных режимах*
  - г. *Технико-экономическое сравнение и выбор оптимального варианта по минимуму приведенных затрат*
  - д. *Релейная защита и автоматика*
  - е. *Вопросы охраны труда и защиты окружающей среды*
  - ж. *Выводы*
5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей и количества листов):
- а. *Схемы идеализированных сетей* 2 листа
  - б. *Схемы сетей реально сравниваемых вариантов* 2 листа
  - в. *Релейная защита и автоматика подстанции* 1 лист
  - г. *Конструктивная часть ячейки* 1 лист
  - д. *Таблицы итоговых данных расчетов* 1 лист
6. Консультанты по проекту (с указанием относящихся к ним разделов проекта):
- а. *По экономике и организации производства*
  - б. *По охране труда*
7. Дата выдачи задания «5» февраля 1988 г.

Руководитель

(подпись)

Задание принял к исполнению «5» февраля 1988 г.

(подпись студента)

*Примечание.* Это задание прилагается к законченному проекту и представляется вместе с ним.

В курсовом проекте текст записки значительно короче и разделы 3; 6, в; 6, г, как правило, не даются.

В реферате размещаемой на одной странице, кратко излагаются сущность работы, основные принципы решения вопросов и полученные результаты. В союзных республиках аннотация дается на 2—3 языках (на котором пишется записка, русском и одном из иностранных языков).

В оглавлении приводится полное наименование разделов и подразделов с указанием соответствующих страниц (аналогично с. 381—383).

Во введении показывается развитие и состояние рассматриваемого вопроса, обосновывается необходимость его решения и связь с народнохозяйственными задачами в области энергетики; дается обзор отечественной и зарубежной литературы по данному вопросу.

В главах, отражающих основное содержание работы, приводятся исходные условия и требования; описывается последовательность и методика решения вопросов (см., например, гл. 3—5); дается анализ выполненных расчетов и сравниваемых результатов.

В разделе экономики (см. гл. 2) и организации производства\* определяются приведенные затраты и эффект от применения оптимального варианта, часто также рассматриваются вопросы организации производства по теме проекта.

Требования техники безопасности, промышленной санитарии и противопожарной техники учитываются при выполнении всех разделов проекта\*\*.

В отдельном разделе по охране труда выполняется задание, включающее подробную разработку некоторых специальных вопросов, связанных с темой проекта [В.2]. Там же приводятся результаты расчетов и исследований, графические материалы, сведения об анализе производственной обстановки и т. д.

Вопросы гражданской обороны должны тесно увязываться с темой проекта [В.3].

В выводах в ряде пунктов формулируются основные результаты (как положительные, так и отрицательные), полученные в ходе выполнения проекта. Должна быть дана также оценка народнохозяйственного, научного, социального эффекта, ожидаемого от внедрения данного проекта.

В перечне чертежей дипломного проекта указывается название каждого листа.

Список литературы приводится в конце пояснительной записки строго по установленной форме, аналогично с. 104, 105.

\* См.: Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР. М., 1980; Лапицкий В. И. Организация и планирование энергетики. М., 1967.

\*\* См.: Типовые методические указания по выполнению раздела «Охрана труда» в дипломных проектах (работах) для студентов инженерно-технических вузов. М., 1972.

Приложения включают математические выводы, громоздкие расчеты, программы, распечатки ЭВМ, таблицы вспомогательных цифровых данных, иллюстрации вспомогательного характера и др. При большом объеме приложение может быть оформлено в виде отдельной части (книги).

Пояснительная записка должна быть написана грамотно, четко, инженерным языком. Все физические положения нужно отражать кратко и понятно.

Расчеты и данные к ним должны сопровождаться краткими пояснениями и ссылками на литературу. При использовании какого-либо метода расчета формулы приводятся в буквенном выражении, а затем — в цифровом; результаты вычислений указываются с размерностями полученных величин. Многократно повторяющиеся расчеты приводятся только один раз, а результаты сводятся в таблицы.

Пояснительная записка к дипломному (курсовому) проекту, дипломная (курсовая) работа согласно ГОСТ 2.105—79 и 2.304—81 печатаются на пишущей машинке через два интервала (лента черного цвета) или выполняются от руки (черной тушью, пастой или чернилами) на одной стороне листа белой бумаги 11-го формата (210×297 мм). Высота букв и цифр должна быть не менее 2,5 мм. Слева оставляют поля 30 мм, справа 10 мм. При наличии стандартной рамки расстояние от рамки до границ текста следует слева оставлять не менее 5 мм, справа — не менее 3 мм. Отдельные страницы записи можно выполнить с применением печатающих и графических устройств ЭВМ.

Каждый раздел (глава) пояснительной записки рекомендуется начинать с новой страницы. Разделам присваиваются порядковые номера, обозначенные арабскими цифрами с точкой после цифр. При наличии подразделов, параграфов и пунктов ставятся двух- и трехкратные номера, разделяемые точками. Например, пункт 3 параграфа 5 главы 2 обозначается 2.5.3 и т. д. Переносы слов в заголовках не допускаются, точку в конце заголовка не ставят. Наименования разделов и подразделов должны быть краткими и соответствовать содержанию. Номер главы в заголовках пишут словами, номер параграфа — без знака §. В тексте — следующим образом гл. 2, § 2.5, п. 2.5.3 и т. д.

Условные буквенные обозначения математических, физических и других величин должны соответствовать государственным стандартам (ГОСТ 1494—77).

Комплексные величины и векторы, соответствующие комплексным числам, рекомендуется обозначать чертой снизу. Векторы, изображающие функции, изменяющиеся во времени по синусоидальному закону, можно обозначать точкой сверху. Например,  $z$ ,  $I$ .

Выражения (формулы) записываются аналогично выражениям, приведенным в пособии. Основным выражениям присваивается номер, обозначаемый арабскими цифрами в круглых скобках в пределах одной главы.

Ссылки в тексте на порядковый номер даются в круглых скобках, например «...потери активной мощности даны в (В.1)...». Значения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулы, должны быть приведены непосредственно после соответствующих выражений, например:

потери активной мощности в линии, Вт,

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) R / U^2, \quad (\text{В.1})$$

где  $P$  и  $Q$  — активная и реактивная мощности, Вт и вар;  $R$  — активное сопротивление линии, Ом;  $U$  — линейное напряжение, В.

Когда в тексте записки приводится ряд цифровых величин одной размерности, единицы измерения указываются только в конце ряда, например: 20, 37, 115, 230 кВ.

Все иллюстрации в пояснительной записке (эскизы, схемы, графики) называются рисунками, их нумеруют арабскими цифрами и обозначают: рис. 1.1, рис. 3.4 и т. д. Первая цифра соответствует номеру раздела, вторая — порядковому номеру рисунка в разделе. Аналогично нумеруются таблицы. Ссылки на иллюстрации и таблицы даются так: «...см. рис. 3.1». Тематический заголовок таблицы размещается над таблицей (см. табл. 1.4).

Схемы, графики, таблицы и т. п. необходимо располагать по ходу текста. Они должны быть аккуратно выполнены и иметь те же обозначения и нумерацию элементов, что и на чертежах. Не допускается применение в одном проекте одновременно сквозной нумерации (например, для выражений) и нумерации по главам (например, для рисунков и таблиц).

Правила оформления приложений идентичны правилам оформления пояснительной записки. Каждому приложению дается название. Ссылку на приложение указывают буквой П; например, в приложении 2 — в П. 2 и т. д.

Ссылки на литературу приводятся в тексте в квадратных скобках в порядке их расположения, например [5].

Страницы нумеруются начиная с титульного листа. Номер страницы ставится в правом верхнем углу.

Оформление графического материала. Чертежи и схемы должны быть выполнены в соответствии с правилами Единой системы конструкторской документации: ГОСТ 2.104—68 «Основные надписи», ГОСТ 2.109—73 «Основные требования к чертежам», ГОСТ 2.301—68 «Форматы» и др. При выполнении проектов допускаются некоторые отклонения от стандартов, учитывающие особенности учебного процесса [В.1].

Чертежи выполняются, как правило, на листах 24-го формата (594 × 840 мм) с предпочтительным размещением основной надписи (углового штампа) параллельно большей стороне листа (рис. В.2, В.3, В.6). Масштаб и степень детализации должны выбираться исходя из их целесообразности. Чертежи должны быть наглядными и

помещаться на одном листе. Выполнение чертежей в неестественно крупном масштабе не допускается.

При выполнении проекта необходимо применять Международную систему единиц — СИ (табл. В.1). Обозначение всех единиц должно соответствовать государственным стандартам (табл. В.2).

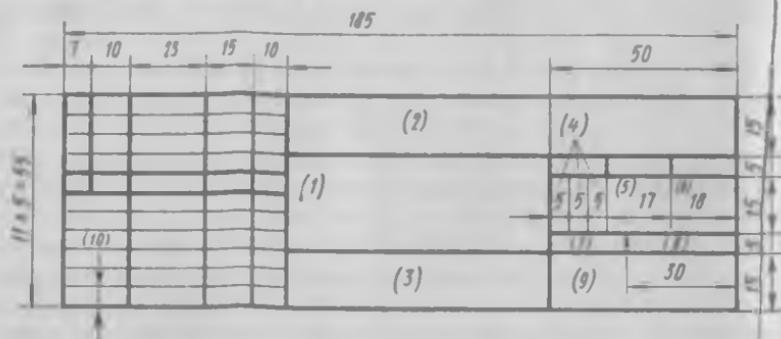


Рис. В.2. Форма основной надписи на чертеже

Электрические схемы выполняются согласно ГОСТ 2.701—84; 2.702—75; 2.705—70\*. Графические обозначения электрических схем — согласно ГОСТ 2.721—74; 2.748—68; 2.755—74. Основные

				10.02 - 88 - 831 00.00.00 94			
Имя	Лист	№ докум.	Инициалы	Релейная защита и автоматика отходящих линий	Лист	Масса	Листов
Лаврови		Петров Е.			А		
Иванов		Сарна Н.			Лист 4		Листов 9
Кликулов		Лосев С.			ТПИ ЭС		
Кликулов		Корня М.					
Петрашвили		Григорьев Н.					
Зайцев		Тыринов К.					

Рис. В.3. Пример выполнения основной надписи на чертеже

обозначения даны в табл. 6.1. На электрических схемах около каждого элемента в соответствии с требованиями ГОСТ 2.702—75 надписывается буквенное или буквенно-цифровое позиционное обозначение и номинальная величина. Типы условных буквенно-цифровых обозначений элементов, устройств и функциональных групп электрических схем установлены ГОСТ 2.710—81. В курсовых и диплом-

\* ГОСТ 2.701—84 и др. Правила выполнения схем. М., 1987. Содерж.: ГОСТ 2.701—84—2.711—82.

Таблица В.1. Международная система обозначения единиц (СИ)

Наименование величин	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц измерения	
		русские	латинские
<b>Основные единицы</b>			
Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	kg
Время	секунда	с	s
Сила электрического тока	ампер	А	A
Термодинамическая температура	кельвин	К	K
Сила света	кандела	кд	cd
<b>Дополнительные единицы</b>			
Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	ср	sr
<b>Производные единицы</b>			
Площадь	квадратный метр	м <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
Объем	кубический метр	м <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Частота	герц	Гц	Hz
Плотность (объемная масса)	килограмм на кубический метр	кг/м <sup>3</sup>	kg/m <sup>3</sup>
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с	rad/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с <sup>2</sup>	m/s <sup>2</sup>
Угловое ускорение	радиан на секунду в квадрате	рад/с <sup>2</sup>	rad/s <sup>2</sup>
Сила, сила тяжести (вес)	ньютон	Н	N
Давление (механическое напряжение)	паскаль	Па	Pa
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с	Pa·s
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	м <sup>2</sup> /с	m <sup>2</sup> /s
Работа, энергия, количество теплоты	джоуль	Дж	J
Мощность	ватт	Вт	W
Количество электричества (электрический заряд)	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	вольт	В	V
Напряженность электрического поля	вольт на метр	В/м	V/m
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Ω

Наименование единицы	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц измерения	
		русские	латинские
Электрическая проводимость	сименс	См	S
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Поток магнитной индукции	вебер	Вб	Wb
Индуктивность	генри	Гн	H
Магнитная индукция	тесла	Тл	T
Напряженность магнитного поля	ампер на метр	А/м	A/m
Магнитодвижущая сила	ампер	А	A
Световой поток	люмен	лм	lm
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м <sup>2</sup>	cd/m <sup>2</sup>
Освещенность	люкс	лк	lx
Частота вращения	секунда в минус первой степени	1/с	1/s
Момент инерции	килограмм-метр в квадрате	кг·м <sup>2</sup>	kg·m <sup>2</sup>
Момент силы	ньютон-метр	Н·м	N·m

ных проектах достаточно использовать обозначения лишь для отдельных элементов, состоящих в общем случае из трех частей, которые указывают вид элемента, его номер на схеме и функцию (буквенный код из [1.13]). Например, С4F — конденсатор С4, используемый как защитный. Указание функций не обязательно, т. е. букву F можно не указывать. При необходимости вводится обозначение контакта электрического элемента (аппарата), показываемое в буквенно-цифровом обозначении справа после двоеточия комбинацией букв и цифр (рис. В.4). Например, SB1R:2 — контакт 2 первого кнопочного выключателя SB1 сброса (R).

При необходимости выполняются и другие схемы из номенклатуры ГОСТ 2.701—84. Классификация схем представлена на рис. В.5.

Таблица В.2. Обозначения электротехнических единиц в соответствии с СИ

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Ампер	А	Гигаватт	ГВт	Киловатт-час	кВт·ч
Вольт	В	Вольт-ампер	В·А	Гектоватт-час	гВт·ч
Киловольт	кВ	Вольт-ампер реактивный	вар	Мегаватт-час	МВт·ч
Ватт	Вт	Киловольт-ампер реактивный	квар	Гигаватт-час	ГВт·ч
Киловатт	кВт	Киловольт-ампер-час	кВ·А·ч	Ом	Ом
Мегаватт	МВт			Килоом	кОм

Таблица В.3. Приставки для образования кратных и дольных единиц

Кратность и дольность	Приставка	Сокращенные обозначения		Кратность и дольность	Приставка	Сокращенные обозначения	
		русские	латинские или греческие			русские	латинские или греческие
$10^2$	тера	Т	T	$10^{-2}$	(санти)	с	с
$10^9$	гига	Г	G	$10^{-3}$	мили	м	м
$10^6$	мега	М	M	$10^{-6}$	микро	мк	μ
$10^3$	кило	к	k	$10^{-9}$	нано	н	п
$10^2$	(гекто)	г	h	$10^{-12}$	пико	п	p
10	(дека)	да	da	$10^{-15}$	фемто	ф	f
$10^{-1}$	(деци)	д	d	$10^{-18}$	атто	а	a

*Примечание.* В скобках указаны приставки, которые допускается применять только в наименованиях кратных и дольных единиц, получивших широкое распространение (например, гектар, декалитр, дециметр, сантиметр).

Схемы отдельных типов характеризуются следующим образом:

1. *Структурные схемы* дают общее представление о системе, об устройстве, его основных функциональных частях, их назначении и взаимосвязях.

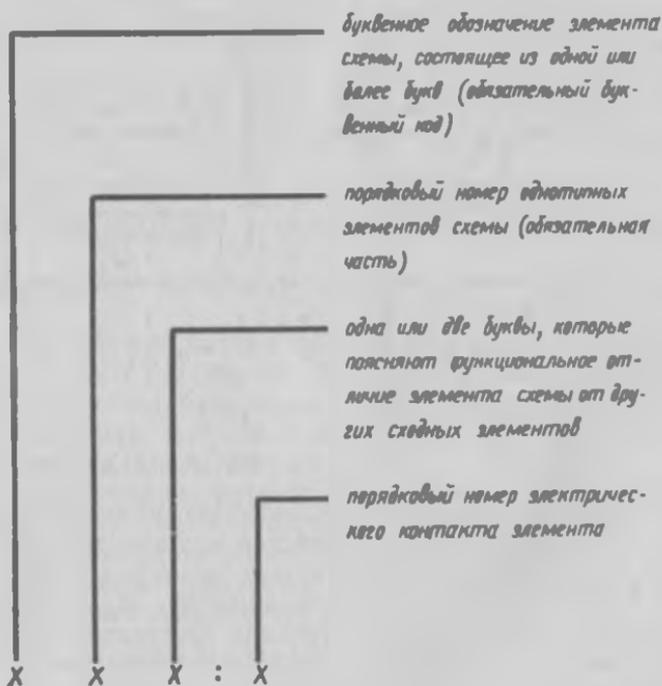


Рис. В.4. Составление буквенно-цифрового обозначения на электрической схеме



Рис. В.5. Виды и типы схем

2. *Функциональные схемы* изображают функциональные связи между отдельными частями устройства или системы. Функциональные части схемы изображаются в виде условных графических обозначений (можно в виде прямоугольников). На этих схемах приводят буквенно-цифровые обозначения элементов, устройств. На схемах помещают поясняющие надписи, диаграммы и т. п., определяющие последовательность процессов во времени.

3. *Принципиальные схемы* предназначены для получения детального представления о принципе работы устройства. Они ис-

пользуются при наладке, регулировке, контроле и ремонте устройств. Схемы вычерчивают для отключенных устройств.

4. *Схемы соединений* дают представление о видах, способах, средствах и местах соединений отдельных частей устройства.

5. *Схемы подключений* предназначены для определения внешнего подключения (присоединения к сети, системе) устройства.

6. *Общая схема* служит для определения составных частей комплекса и соединения их между собой на месте эксплуатации.

7. *Схема расположения* определяет относительное расположение составных частей.

Шифры схем составляются из букв и цифр, обозначающих вид и тип схем. Схема гидравлическая принципиальная обозначается шифром ГЗ, схема электрическая соединений — шифром Э4 и т. д. Если на одном листе выполняются два типа схем, относящихся к одному изделию, то название составляется из названий обеих схем, например «Схема электрическая принципиальная и соединений». В этом случае шифр составляется из буквы, обозначающей вид схемы (Э), и цифры 0, т. е. шифр будет иметь обозначение Э0. Схемы нужно выполнять компактно, но без ущерба для ясности и удобства их чтения. При их выполнении надо стремиться к наименьшему числу изломов и пересечений линий.

При составлении алгоритмов на чертежах и рисунках следует руководствоваться ГОСТ 19.002—80. В этих схемах (см. рис. 3.22; 3.23; 3.25) каждому типу действий (ввод исходных данных, вычисление, проверка условий, управление циклами, вывод результатов и др.) соответствует геометрическая фигура (блок), установленная ГОСТ 19.003—80 (см. табл. 6.3).

Изображения, надписи, буквенно-цифровые обозначения на чертежах и схемах выполняются черными линиями, карандашом или тушью.

Примеры выполнения электрических схем по ЕСКД приведены в [6.5].

Основная надпись на листах проекта (см. рис. В.2) выполняется в соответствии с ГОСТ 2.104—68. В учебной конструкторской документации допускаются некоторые особенности заполнения основной надписи (см. рис. В.3). В графы, номера которых на рис. В.2 показаны в скобках, вписываются:

в (1) — *наименование чертежа* в именительном падеже единственного числа. Если наименование состоит из нескольких слов, то на первом месте помещают имя существительное;

в (2) — *обозначение документа*. Для дипломных проектов рекомендуется следующее обозначение:

10.02—89—831 00. 00. 00. Э4  
1 2 3 4 5 6 7,

где 1 — шифр специальности (10 02 и т. д.);

2 — год разработки (последние две цифры);

3 — последние три цифры студенческого удостоверения;

- 4, 5, 6 — обозначения по усмотрению кафедр (например, 4 — номер сборной единицы, 5 — номер детали и т. д.);  
 7 — обозначение типа чертежа (СБ — сборный и т. д.), вида и типа схемы согласно рис. В.5 (Э4 — схема электрическая монтажная);

в (3) — *материал детали*. На общих видах, схемах и других чертежах можно не заполнять;

в (4) — буквенное указание (*литера*), характеризующее документацию согласно ГОСТ 2.103—68. В дипломных проектах — литера «Д»;

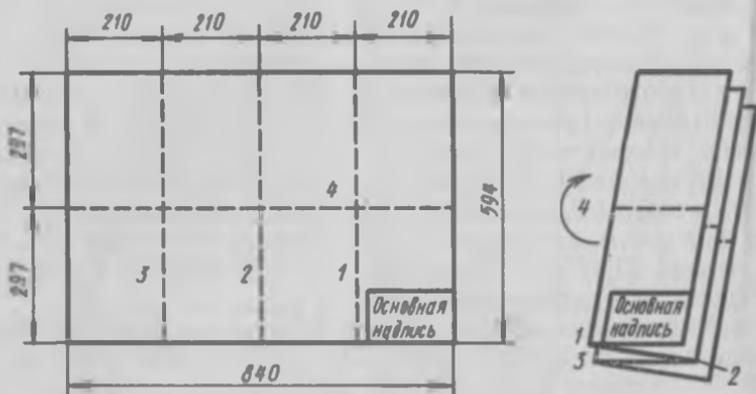


Рис. В.6. Порядок оформления чертежа для хранения

Чтобы уложить в папку чертеж, надо сложить его до стандартного формата (210×297). Для этого следует разделить большую сторону листа (формата А4) на четыре равные части, а меньшую — на две равные части. Затем чертеж сложить «гармошкой» в последовательности, указанной цифрами на линиях, изображающих изгибы так, чтобы основная надпись оказалась на верхней лицевой стороне сложенного листа в его правом нижнем углу

- в (5) — *масса* в килограммах (можно не заполнять);  
 в (6) — *масштаб* чертежа;  
 в (7) и (8) — *порядковый номер листа* и *общее число листов* в проекте;  
 в (9) — *обозначение учебного заведения* и *профилирующей (выпускающей) кафедры*.

Остальные графы заполняются согласно форме, приведенной на рис. В.3. Спецификация может выполняться на одном листе с чертежом или на отдельных листах формата А4.

Графический материал разрешается дополнять копиями существующих чертежей. Порядок оформления графической части проекта в приведенных алгоритмах (структурных схемах) не дается.

До защиты дипломного проекта чертежи хранятся в рулонах. После защиты они складываются по форме, приведенной на рис. В.6, и помещаются в отдельную папку. Надпись на папке выполняется согласно приведенной на с. 23.

Министерство высшего и среднего  
специального образования РСФСР

Куйбышевский политехнический институт

Кафедра «Электрические системы и сети»

Графический материал к дипломному проекту

*Оптимизация режима электрических сетей и поиска повреждений*

дипломника *Фабрициуса Яниса Аройдовича*

специальность *Электроэнергетические системы и сети (10.02)*  
факультета электроэнергетического

Число листов 8

1988

### § В.3. Порядок выполнения

В первые дни дипломного проектирования дипломник совместно с руководителем проекта составляет календарный график его выполнения. Руководитель проекта сообщает студенту основную рекомендуемую литературу (обычно рекомендуется также литература и на иностранных языках) и дает необходимые методические указания. Руководитель и консультанты устанавливают для студента определенное время консультаций — не реже одного раза в неделю. Раз в неделю студент обязан информировать руководителя о ходе выполнения проекта и систематически отчитывается перед ним о выполнении календарного графика.

В период дипломного проектирования проводятся (2—3 раза) смотры хода выполнения проектов на кафедре. В день смотра студент обязан представить на кафедру все выполненные материалы (черновики расчетов, чистовой вариант пояснительной записки, чертежи, результаты экспериментов или замеров и т. д.). Присутствие руководителя проекта на смотре обязательно. Если он не может явиться, то представляет краткое письменное сообще-

ние о ходе выполнения графика проекта и трудовой дисциплине студента. Комиссия, состоящая из преподавателей кафедры, оценивает ход выполнения графика проектирования. Для успешного и качественного выполнения дипломного проекта необходима систематическая работа (не менее 8—9 ч в день) и четкая дисциплина труда. Студент является автором проекта и поэтому окончательные решения принимает сам. Однако он должен выполнять указания руководителя о проведении дополнительной разработки определенных вопросов, производстве расчетов нескольких вариантов по основным заданиям проекта и т. д.

По завершении проектирования проверенные студентом чертежи подписываются им, после чего представляются на подпись консультантам и преподавателю, ответственному за нормоконтроль, а затем руководителю проекта и заведующему кафедрой. Переплетенная пояснительная записка подписывается студентом, консультантами, руководителем проекта и после этого представляется на подпись заведующему кафедрой.

**Курсовые проекты (работы)** выполняются аналогично. Контроль за выполнением осуществляется руководителем проектирования систематически по намеченному графику.

## § В.4. Защита

Для защиты дипломных проектов назначается Государственная экзаменационная комиссия (ГЭК). В назначенный срок дипломник представляет на кафедру оформленный проект с отзывом руководителя. В отзыве дается оценка трудовой дисциплины; систематичности и ритмичности работы студента; самостоятельности его работы и умения пользоваться научно-технической литературой; предложений и идей, выдвинутых студентом во время проектирования. Эта оценка проекта является предварительной.

До защиты в ГЭК дипломный проект направляется на отзыв рецензенту. Рецензента утверждает декан факультета. В рецензии дается оценка решения основных задач проекта и на основании этого высказывается мнение о подготовленности дипломника к практической работе инженера. Рецензент в своем заключении характеризует правильность общего решения дипломного проекта и выявляет, соответствует ли проект современному уровню техники, использованы ли в достаточной мере опыт заинтересованного предприятия, а также новейшие достижения науки и техники, материалы отечественной и зарубежной литературы. Отдельно оценивается оригинальность решений. Характеризуется качество и тщательность выполнения работы. Грубые ошибки обязательно отмечаются в рецензии. Мелкие ошибки, возникшие в результате невнимательности (если их немного), отмечаются на полях пояснительной записки и др.

на чертежах. Особенно тщательно характеризуется качество пояснительной записки — умение грамотно и логически излагать свои мысли.

В рецензии отмечаются спорные и недостаточно разработанные вопросы, другие возможные решения. Обсуждение этих вопросов на заседании комиссии при защите дипломного проекта способствует выявлению знаний и способностей дипломника.

В заключении рецензент дает общий вывод по дипломному проекту и рекомендует оценку дипломного проекта по четырехбалльной системе (отлично, хорошо, удовлетворительно, неудовлетворительно).

Защита дипломного проекта происходит открыто на заседании ГЭК, проводимом на факультете, или, в отдельных случаях, на предприятии, по теме которого выполнялся проект. Дипломнику предоставляется 15—20 мин для доклада, в котором необходимо изложить цель проекта, принятые решения и их обоснования, технические особенности данного проекта, результаты технико-экономического анализа, мероприятия по охране труда, основные выводы. К докладу следует хорошо подготовиться, заранее продумать его содержание. Нет необходимости вдаваться в подробности, например перечислять последовательность расчета, действие отдельных схем автоматизации и т. д.

На защите проекта выявляются правильность принятых решений и подготовленность к самостоятельной инженерной деятельности. Члены ГЭК знакомятся с пояснительной запиской и чертежами проекта, с отзывами руководителя и рецензента, заслушивают доклад дипломника и его ответы на замечания рецензента и на вопросы, задаваемые в процессе защиты. Вопросы могут касаться как содержания проекта, так и смежных областей или теоретических курсов.

По результатам защиты с учетом отзывов по проекту руководителя и рецензента *Государственная экзаменационная комиссия выносит оценку дипломного проекта и присуждает дипломнику квалификацию инженера-электрика по соответствующей специальности*. Студенты, сдавшие курсовые экзамены с оценкой «отлично» не менее чем по 75% всех дисциплин учебного плана, а по остальным дисциплинам — с оценкой «хорошо» и защитившие дипломный проект (работу) с оценкой «отлично», а также проявившие себя в научной и общественной работе, получают по решению ГЭК диплом с отличием.

После защиты пояснительная записка и чертежи (см. рис. В.6 и форму на с. 23), сложенные в папку (последнюю следует приобрести заблаговременно), возвращаются на кафедру.

Диплом вместе с выпиской из зачетной ведомости выдается окончившему институт лично или официально доверенному лицу.

Для защиты курсового проекта (работы) назначается комиссия

из двоих-троих преподавателей. Проверку и рецензирование курсового проекта проводит руководитель. При дневной и вечерней формах обучения все замечания, как правило, отмечаются в записке проекта. Для студентов-заочников пишется подробная письменная рецензия. В остальном все приведенные выше рекомендации относятся и к курсовым проектам (работам).

### *Список литературы*

В.1. *Эпштейн Н. Е.* Краткий справочник по государственным стандартам единой системы конструкторской документации. Рига, 1975.

В.2. *Долин П. А.* Основы техники безопасности в электроустановках. М., 1984.

В.3. *Атаманюк В. Г., Ширшев Л. Г., Акимов Н. Г.* Гражданская оборона. М., 1986.

## § 1.1. Определение расчетных нагрузок промышленных предприятий и сельских районов

Величина мощности, месторасположение и вид электроприемников определяют структуру схемы и параметры элементов электроснабжения промышленных предприятий и сельского хозяйства. При проектировании обычно определяют три вида нагрузок:

1) *среднюю* за максимально загруженную смену  $P_{\text{ср. макс}}$  и среднегодовую  $P_{\text{ср.}}$ . Величина  $P_{\text{ср. макс}}$  необходима для определения расчетной активной нагрузки  $P_p$ , а величина  $P_{\text{ср.}}$  — для определения годовых потерь электроэнергии;

2) *расчетную* активную  $P_p$  и реактивную  $Q_p$ . Эти величины необходимы для расчета сетей по условиям допустимого нагрева, выбора мощности трансформаторов и преобразователей, а также для определения максимальных потерь мощности, отклонений и потерь напряжения;

3) *максимальную кратковременную* (пусковой ток)  $I_p$ ; эта величина необходима для проверки колебаний напряжения, определения тока трогания токовой релейной защиты, выбора плавких вставок предохранителей и проверки электрических сетей по условиям самозапуска двигателей.

**Средние нагрузки.** Для определения средней мощности за наиболее загруженную смену  $P_{\text{ср. макс}}$  электроприемники (ЭП) рассматриваемого узла системы электроснабжения делят на  $m$  групп по характерным значениям коэффициентов использования  $K_{\text{ит}}$  и мощности  $\cos \varphi_m$ . Тогда для каждой группы

$$P_{\text{ср. макс } m} = K_{\text{ит } m} P_{\text{ном } m}; \quad Q_{\text{ср. макс } m} = P_{\text{ср. макс } m} \operatorname{tg} \varphi_m, \quad (1.1)$$

где  $P_{\text{ном } m}$  — номинальная мощность рабочих ЭП группы  $m$ , приведенная для ЭП повторно-кратковременного режима к длительному режиму;

$$P_{\text{ном } m} = P_y \sqrt{ПВ}.$$

Здесь  $P_y$  — установленная мощность;  $ПВ$  — паспортная продолжительность включения, о. е.

Тогда среднесменная мощность по узлу равна

$$P_{\text{ср.макс}} = \sum_1^m P_{\text{ср.макс } m}; \quad Q_{\text{ср.макс}} = \sum_1^m Q_{\text{ср.макс } m} - Q_{\text{к.у}}, \quad (1.2)$$

где  $Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{дв}} + Q_{\text{б}}$  — суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств ( $Q_{\text{дв}}$  — реактивная мощность синхронных двигателей;  $Q_{\text{б}}$  — мощность конденсаторных батарей).

Средняя активная нагрузка понизительных трансформаторов (20—6/0,4 кВ) определяется аналогично, но с добавлением осветительных нагрузок:

$$P_{\text{ср.макс о}} = k_{\text{с.о}} P_{\text{у.о}}, \quad (1.3)$$

где  $k_{\text{с.о}}$  — коэффициент спроса;  $P_{\text{у.о}}$  — суммарная установленная мощность осветительной нагрузки.

**Расчетные нагрузки промышленных предприятий.** Для определения расчетной нагрузки существует ряд методов: *удельного расхода электроэнергии; технологического графика работы электроприемников; статистический и упорядоченных диаграмм.* Все эти методы подробно изложены в [1.1 и 1.2].

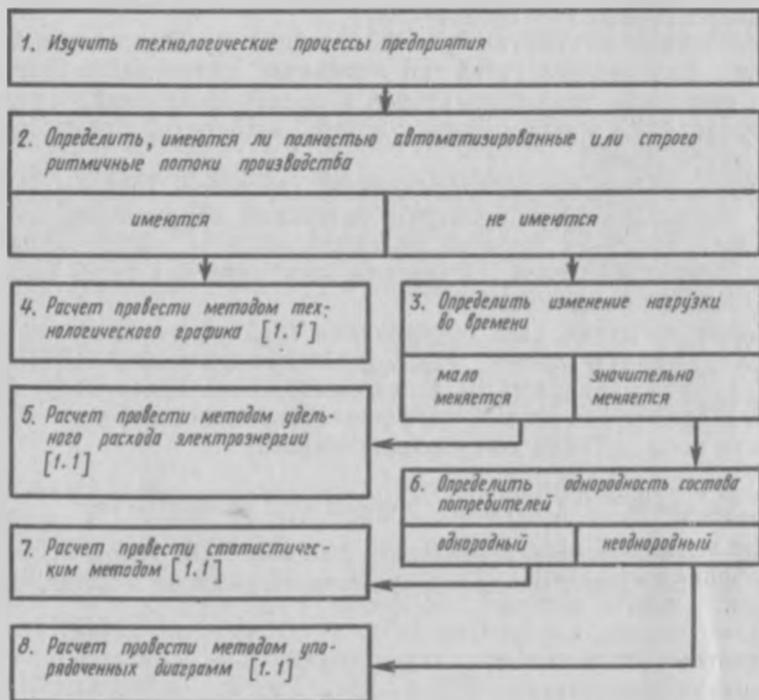


Рис. 1.1. Алгоритм выбора метода определения расчетных нагрузок промышленных предприятий

На рис. 1.1 дан алгоритм выбора наиболее целесообразного метода определения расчетных нагрузок для промышленных предприятий. Рекомендации по методике расчетов нагрузок для отдельных элементов систем электроснабжения приведены в [1.1].

Рассмотрим основные положения вышеприведенных методов.

1. Метод удельного расхода электроэнергии. При использовании этого метода в качестве расчетной принимают фазную нагрузку наиболее загруженной смены работы  $P_{\text{ср.макс}}$ :

$$P_p = P_{\text{ср.макс}} = M_{\text{см}} \mathcal{E}_y / T_{\text{см}}$$

где  $M_{\text{см}}$  — объем выпуска продукции за смену;  $\mathcal{E}_y$  — удельный расход электроэнергии на единицу продукции;  $T_{\text{см}}$  — продолжительность наиболее загруженной смены.

2. Метод технологического графика. Для групп электроприемников автоматизированного или строго ритмичного поточного производства расчетную нагрузку определяют из общего графика нагрузки, строящегося на основе технологического графика работы отдельных электроприемников и соответствующих им мощностей.

3. Статистический метод. Принимая, что при расчетах нагрузок можно применять нормальный закон распределения, расчетную нагрузку определяют из уравнения

$$P_p = P_{\text{ср}} + \beta \sigma_T$$

где  $P_{\text{ср}}$  — среднее значение (математическое ожидание) нагрузки за рассматриваемый интервал времени;  $\beta$  — принятая кратность меры рассеяния (коэффициент надежности расчета);  $\sigma_T$  — среднее квадратичное отклонение нагрузки осредненной в интервале  $T = 0,5$  ч. Если принять, что ожидаемая нагрузка с вероятностью 0,005 может превысить значение  $P_p$ , то согласно интегральной кривой нормального распределения  $\beta = 2,5$ ; если вероятность 0,025, то  $\beta = 2,0$ .

4. Метод упорядоченных диаграмм. Этот метод является основным [1.2] для определения расчетных нагрузок промышленных предприятий. Здесь

$$P_p = k_m P_{\text{ср.макс}} = k_m k_n P_{\text{ном}}$$

где  $k_m$  — коэффициент максимума нагрузки;  $k_n$  — коэффициент использования данной группы  $n$  электроприемников;  $P_{\text{ном}}$  — номинальная мощность всех рассматриваемых электроприемников  $n$ .

Значение  $k_m$  в зависимости от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников ( $n_{\text{эф}}$ ) можно найти по кривым  $k_m = f(k_n, n_{\text{эф}}, \dots)$  или по таблице, приведенной в [1.1].

Расчетные нагрузки сельских районов. Для определения нагрузок в различных точках системы электроснабжения сельского хозяйства рассчитываются нагрузки на вводах отдельных потребителей (см. [1.3]). Если нагрузку потребителя невозможно опреде-

лить по типовому проекту проектных организаций, то следует использовать данные табл. 6.5. Нагрузки на вводах потребителей, имеющих только освещение и не более трех силовых электроприемников, приближенно можно принять равными арифметической сумме установленных мощностей электроприемников и освещения. Нагрузки освещения принимаются по данным табл. 6.8. Нагрузки групп помещений соизмеримой мощности определяются с учетом

коэффициентов одновременности  $k_0$  (см. табл. 6.7). Нагрузки вводов жилых помещений в сельской местности находятся по номограмме (рис. 1.2).

При проектировании внешних сетей 0,38 кВ расчетные нагрузки на вводе сельских жилых домов с электроплитами принимаются равными 6 кВт, а с электроплитами и водонагревателями — 7,5 кВт. Нагрузки бытовых кондиционеров учитываются путем увеличения расчетных нагрузок на вводах жилых домов на 1 кВт.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении в электрифицированных домах расчетная нагрузка на вводах в дома принимается: а) в населенных пунктах с преимущественно старой застройкой (более 60% домов, построенных свыше 20 лет назад) с газификацией — 1,5 кВт, без газификации — 1,8 кВт; б) с преимущественно новой застройкой с газификацией — 1,8 кВт, без газификации — 2,2 кВт; в) для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах с газификацией — 4 кВт, без газификации — 5 кВт.

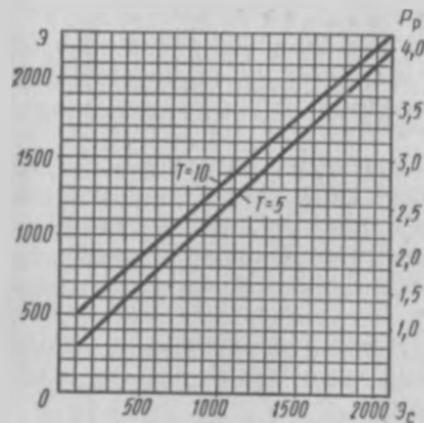


Рис. 1.2. Зависимость удельной расчетной нагрузки  $P_p$  (кВт/дом) на вводе в сельский дом и годового потребления электроэнергии  $\mathcal{E}$  (кВт·ч/дом) за расчетный период  $T$  (лет) от годового потребления  $\mathcal{E}_0$  (кВт·ч/дом)

Согласно методическим указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях напряжением 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения\* расчетные активные (реактивные) нагрузки рекомендуется определять статистическим методом, т. е. по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней:

\* См.: Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М., 1981.

$$\left\{ \begin{aligned} P_p &= \sum_{i=1}^n P_{срi} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \sigma_{Pi})^2}, \\ Q_p &= \sum_{i=1}^n Q_{срi} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \sigma_{Qi})^2}, \end{aligned} \right. \quad (1.4)$$

где  $P_{срi}$ ,  $Q_{срi}$  — среднее значение дневной или вечерней нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя, на  $i$ -м участке линии, на шинах  $i$ -й подстанции.

Для определения расчетных нагрузок сетей 0,38 кВ или подстанций 35—10/0,38 кВ используются статистические данные [1.3] о нагрузках ( $P_{срi}$ ,  $Q_{срi}$ ,  $\sigma_{Pi}$ ,  $\sigma_{Qi}$ ) всех рассматриваемых потребителей как для дневного, так и для вечернего максимумов. Суммирование проводится отдельно по вечерним и дневным нагрузкам и выбирается наибольшая полная расчетная нагрузка:  $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ .

При определении нагрузок сетей 10—110 кВ суммирование нагрузок трансформаторных подстанций (ТП) выполняется ежечасно по типовым суточным графикам активной и реактивной мощностей с учетом сезонности [1.3] (дневные и вечерние максимумы отдельно не учитываются).

При отсутствии надежных статистических данных о нагрузках рекомендуется использовать методику расчета, базирующуюся на применении коэффициента одновременности (отношения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов) нагрузок отдельных потребителей или их групп [1.3] в виде

$$P_{p,д} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{дi}, \quad P_{p,в} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{вi}, \quad (1.5)$$

где  $P_{p,д}$ ,  $P_{p,в}$  — соответственно расчетная дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или шинах трансформаторной подстанции;  $k_0$  — коэффициент одновременности (см. табл. 6.7);  $P_{дi}$ ,  $P_{вi}$  — дневная, вечерняя нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя или  $i$ -го элемента сети.

Допускается определение расчетных нагрузок по одному режиму: дневному при суммировании производственных потребителей или вечернему при суммировании бытовых потребителей.

Выражение (1.5) рекомендуется только для однородных потребителей. При смешанной нагрузке отдельно определяются нагрузки на участках сети с жилыми домами, производственными, общественными и коммунальными предприятиями с использованием соответствующих коэффициентов одновременности. Затем эти неоднородные нагрузки участков сети суммируются по парно согласно табл. 6.9.

лить по типовому проекту проектных организаций, то следует использовать данные табл. 6.5. Нагрузки на вводах потребителей, имеющих только освещение и не более трех силовых электроприемников, приближенно можно принять равными арифметической сумме установленных мощностей электроприемников и освещения. Нагрузки освещения принимаются по данным табл. 6.8. Нагрузки групп помещений соизмеримой мощности определяются с учетом

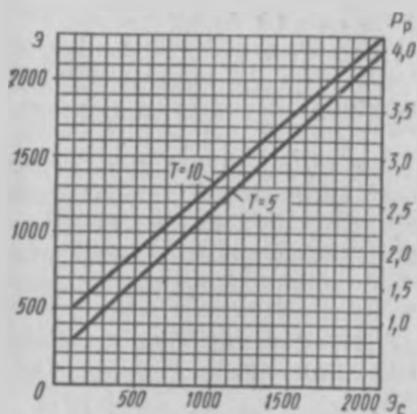


Рис. 1.2. Зависимость удельной расчетной нагрузки  $P_p$  (кВт/дом) на вводе в сельский дом и годового потребления электроэнергии  $\mathcal{E}_0$  (кВт·ч/дом) за расчетный период  $T$  (лет) от годового потребления  $\mathcal{E}_0$  (кВт·ч/дом)

60% домов, построенных свыше 20 лет назад) с газификацией — 1,5 кВт, без газификации — 1,8 кВт; б) с преимущественно новой застройкой с газификацией — 1,8 кВт, без газификации — 2,2 кВт; в) для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах с газификацией — 4 кВт, без газификации — 5 кВт.

Согласно методическим указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях напряжением 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения\* расчетные активные (реактивные) нагрузки рекомендуются определять статистическим методом, т. е. по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней:

\* См.: Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М., 1981.

$$\left\{ \begin{aligned} P_p &= \sum_{i=1}^n P_{срi} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta_{P_i})^2}, \\ Q_p &= \sum_{i=1}^n Q_{срi} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta_{Q_i})^2}, \end{aligned} \right. \quad (1.4)$$

где  $P_{срi}$ ,  $Q_{срi}$  — среднее значение дневной или вечерней нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя, на  $i$ -м участке линии, на шинах  $i$ -й подстанции.

Для определения расчетных нагрузок сетей 0,38 кВ или подстанций 35—10/0,38 кВ используются статистические данные [1.3] о нагрузках ( $P_{срi}$ ,  $Q_{срi}$ ,  $\sigma_{P_i}$ ,  $\sigma_{Q_i}$ ) всех рассматриваемых потребителей как для дневного, так и для вечернего максимумов. Суммирование проводится отдельно по вечерним и дневным нагрузкам и выбирается наибольшая полная расчетная нагрузка:  $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ .

При определении нагрузок сетей 10—110 кВ суммирование нагрузок трансформаторных подстанций (ТП) выполняется ежечасно по типовым суточным графикам активной и реактивной мощностей с учетом сезонности [1.3] (дневные и вечерние максимумы отдельно не учитываются).

При отсутствии надежных статистических данных о нагрузках рекомендуется использовать методику расчета, базирующуюся на применении коэффициента одновременности (отношения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов) нагрузок отдельных потребителей или их групп [1.3] в виде

$$P_{p,д} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{дi}, \quad P_{p,в} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{вi}, \quad (1.5)$$

где  $P_{p,д}$ ,  $P_{p,в}$  — соответственно расчетная дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или шинах трансформаторной подстанции;  $k_0$  — коэффициент одновременности (см. табл. 6.7);  $P_{дi}$ ,  $P_{вi}$  — дневная, вечерняя нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя или  $i$ -го элемента сети.

Допускается определение расчетных нагрузок по одному режиму: дневному при суммировании производственных потребителей или вечернему при суммировании бытовых потребителей.

Выражение (1.5) рекомендуется только для однородных потребителей. При смешанной нагрузке отдельно определяются нагрузки на участках сети с жилыми домами, производственными, общественными и коммунальными предприятиями с использованием соответствующих коэффициентов одновременности. Затем эти неоднородные нагрузки участков сети суммируются попарно согласно табл. 6.9.

Таблица 1.1. Расчетные нагрузки потребителей

Потребитель	Расчетные нагрузки, кВт	
	$P_{р.д}$	$P_{р.в}$
Молочная ферма (А)	105	105
Столовая (Б)	35	15
Магазин (В)	10	2
Одна квартира десятиквартирного дома (Г)	0,7	2
Одноквартирный жилой дом (Д)	1,5	4

Значения коэффициента мощности на участках сетей 10—110 кВ

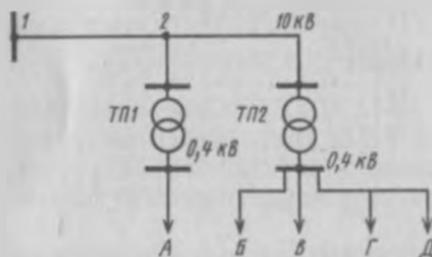


Рис. 1.3. Схема сети к примеру 1.1

определяются в зависимости от отношения расчетных нагрузок производственных потребителей  $P_{п}$  к суммарной расчетной нагрузке  $P_{\Sigma}$  по рис. 6.3. Значение  $P_{\Sigma}$  вычисляется как сумма нагрузок производственных  $P_{п}$  и коммунально-бытовых  $P_{кб}$  потребителей, определяемых по расчетным нагрузкам на шинах трансформаторных подстанций.

**Пример 1.1.** Рассчитать нагрузки трансформаторных подстанций ТП1, ТП2 и на участке 10 кВ линии 1—2 согласно рис. 1.3 и табл. 1.1.

*Решение.* 1. Так как статистические данные отсутствуют, расчетные нагрузки определим с помощью коэффициентов одновременности и табл. 6.9 для суммирования неоднородных нагрузок.

Активная нагрузка потребителя Г (десятиквартирный дом) для дневного и вечернего максимумов, согласно (1.5),

$$P_{дГ} = k_0 P_{р.д-1} = 0,44 \cdot 10 \cdot 0,7 = 3,07 \text{ кВт},$$

$$P_{вГ} = k_0 P_{р.в-1} = 0,44 \cdot 10 \cdot 2,0 = 8,80 \text{ кВт}.$$

2. Совместную нагрузку домов — десятиквартирного (Г) и одноквартирного (Д) определяем также с помощью коэффициента одновременности по табл. 6.7 для двух домов:

$$P_{д(Г+Д)} = k_0 (P_{дГ} + P_{дД}) = 0,76 (3,07 + 1,5) = 3,48 \text{ кВт},$$

$$P_{в(Г+Д)} = k_0 (P_{вГ} + P_{вД}) = 0,75 (8,80 + 4,00) = 9,60 \text{ кВт}.$$

3. К ТП2 подключены неоднородные потребители, поэтому суммарную нагрузку этого ТП необходимо определять суммированием нагрузок столовой  $P_{ст}$ , магазина  $P_{м}$  и  $P_{(Г+Д)}$  по табл. 6.9.

Проводим попарное суммирование  $P_{ст}$  и  $P_{м}$ . Ввиду того что  $P_{ст} > P_{м}$ , к нагрузке  $P_{ст}$  приплюсовываем добавку  $\Delta P = 6$  кВт (см. табл. 6.9), которая определяется по  $P_{ст} = 10$  кВт.

Следовательно, для дневного максимума

$$P_{\lambda(B+B)} = P_{\lambda B} + \Delta P = 35 + 6 = 41 \text{ кВт};$$

для вечернего максимума

$$P_{\nu(B+B)} = P_{\nu B} + \Delta P = 15 + 1,2 = 16,2 \text{ кВт}.$$

Таким образом, суммарная активная нагрузка ТП2 для дневного и вечернего максимумов равна

$$P_{\lambda(\text{ТП2})} = P_{\lambda(B+B)} + \Delta P = 41 + 2,1 = 43,1 \text{ кВт};$$

$$P_{\nu(\text{ТП2})} = P_{\nu(B+B)} + \Delta P = 16,2 + 5,8 = 22,0 \text{ кВт}.$$

4. Так как дневной максимум значительно больше вечернего, окончательно принимаем

$$P_{p(\text{ТП2})} = P_{\lambda(\text{ТП2})} = 43,1 \text{ кВт}.$$

Полная расчетная нагрузка

$$S_{p(\text{ТП2})} = P_{p(\text{ТП2})} / \cos \varphi = 43,1 / 0,9 = 47,9 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где  $\cos \varphi$  для ТП 10/0,4 кВ с коммунально-бытовой нагрузкой определяется по табл. 6.10.

5. Расчетная активная нагрузка участка (1-2) линии 10 кВ равна

$$P_{p(1-2)} = P_{\lambda A} + \Delta P = 105 + 29,6 = 134,6 \text{ кВт},$$

где  $\Delta P = 29,6$  кВт определяет значение  $P_{p(\text{ТП2})} = 43,1$  кВт (см. табл. 6.13).

К участку (1-2) подключена смешанная нагрузка (ферма, коммунально-бытовой сектор), следовательно, значение коэффициента мощности определяем по кривой рис. 6.3.

Суммарная нагрузка

$$P_{\Sigma} = P_{\lambda} + P_{\text{кб}} = P_{pA} + P_{p(\text{ТП2})} = 105 + 43,1 = 148,1 \text{ кВт}.$$

Находим

$$P_{\lambda} / P_{\Sigma} = 105 / 148,1 = 0,71.$$

Из рис. 6.3 следует, что  $\cos \varphi = 0,775$ . Тогда полная расчетная нагрузка на участке (1-2)

$$S_{p(1-2)} = \frac{P_{p(1-2)}}{\cos \varphi} = \frac{134,6}{0,775} = 173,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

## § 1.2. Определение расчетных нагрузок городской сети

Расчет нагрузок городской сети включает определение нагрузок отдельных потребителей (жилых домов, общественных зданий, коммунально-бытовых предприятий и т. д.) и элементов системы электроснабжения (распределительных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, центров питания и т. д.). На рис. 1.4 приведена упрощенная схема городской сети, а на рис. 1.5 дан алгоритм определения расчетных нагрузок ее элементов (без учета потерь мощности в линиях и трансформаторах) и пояснения к выполнению отдельных пунктов алгоритма [1.23 и

1.24]. Если кроме нагрузок городской сети источник питает промышленные предприятия или сельскохозяйственные районы, то суммируются все нагрузки на шинах этого источника с учетом коэффициента совмещения максимумов согласно табл. 6.22 или 6.23.

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.5.

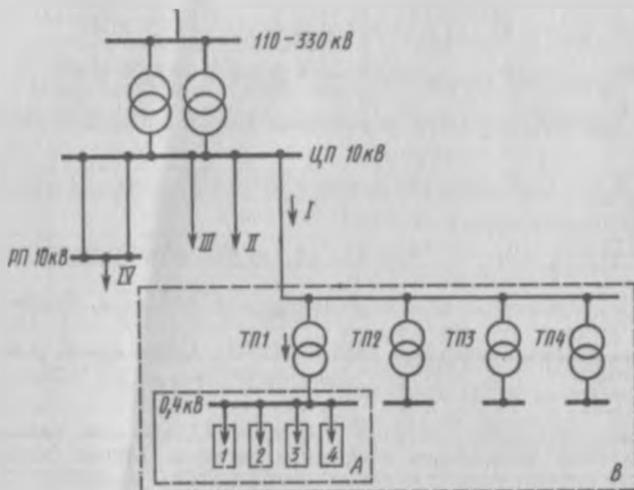


Рис. 1.4. Возможная схема участка городской сети:  
ЦП — центр питания; РП — распределительный пункт; ТП — трансформаторная подстанция

1а. Активная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется как

$$P_{ж.д} = P_{уд.кв}n + 0,9P_c, \quad (1.6)$$

где  $P_{уд.кв}$  — удельная нагрузка квартир, зависящих от типа кухонных плит и числа квартир ( $n$ ) в доме (см. табл. 6.15);  $P_c$  — нагрузка силовых электроприемников дома.

В свою очередь

$$P_c = k_{c1} \sum P_{лф.ном} + k_{c2} \sum P_{дв.ном}, \quad (1.7)$$

где  $k_{c1}$  и  $k_{c2}$  — соответственно коэффициенты спроса установок лифтов (см. табл. 6.16) и прочих электродвигателей (вентиляторов, насосов водоснабжения и др.),  $k_{c2}$  принимается равным 0,7;  $P_{лф.ном}$  и  $P_{дв.ном}$  — номинальные мощности электродвигателя лифта (см. табл. 6.17) и прочих электродвигателей (по паспортным данным).

Полная нагрузка жилого дома и питающей его линии

$$S_{ж.д} = P_{ж.д} / \cos \varphi,$$

где  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности линии, питающей жилой дом (см. табл. 6.18).

16 и 1в. Активные нагрузки общественно-коммунальных предприятий и административных зданий при ориентировочных расчетах удобно определять по укрупненным удельным нагрузкам в зависимости от их производственных показателей (см. табл. 6.19):

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{уд.пр}} M, \quad (1.8)$$

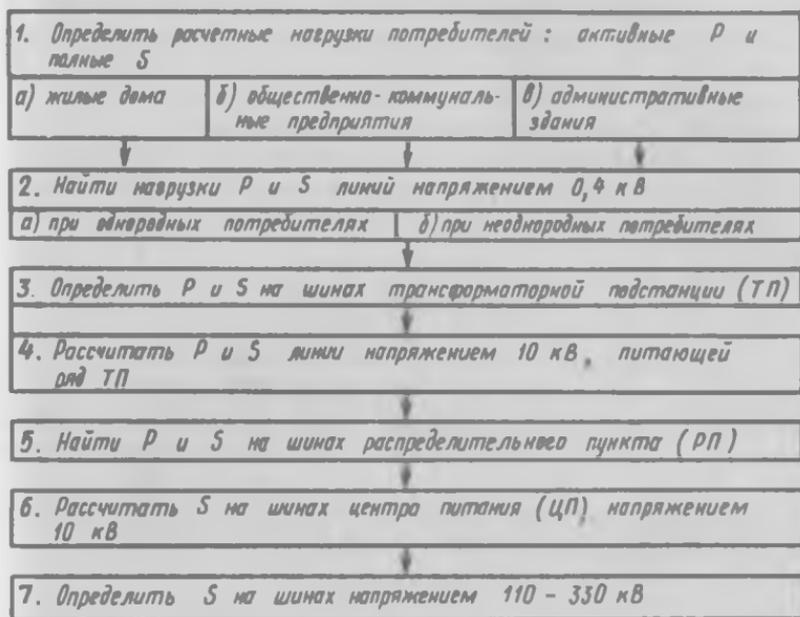


Рис. 1.5. Алгоритм определения нагрузок участка городской сети

где  $P_{\text{уд.пр}}$  — удельная расчетная нагрузка единицы производственного показателя (рабочего места, посадочного места, квадратного метра площади торгового зала, койко-места и т. д.);  $M$  — производственный показатель, характеризующий пропускную способность предприятия, объем производства и т. д. [1.22].

Полные нагрузки рассматриваемых предприятий и зданий находятся с учетом  $\cos \varphi$  ( $\text{tg } \varphi$ ), приведенного в табл. 6.19. При необходимости более точные расчеты можно выполнить на основании индивидуальных проектов внутреннего электрооборудования рассматриваемых объектов и по действующей методике определения их нагрузок\*.

\* См.: Инструкция по проектированию электрооборудования общественных зданий массового строительства (СН 543—82). М., 1982.

Электрические нагрузки коммунально-хозяйственных предприятий (котельных, водопровода, канализации), а также внутригородского электрифицированного транспорта определяются по специальным методикам.

2а. *Активная нагрузка линии напряжением 0,4 кВ, питающей группу однотипных жилых домов (однородных потребителей)*

$$P_{\text{эл}} = P_{\text{уд.кв}} N + 0,9 P_{\text{с}}, \quad (1.9)$$

где  $P_{\text{уд.кв}}$  — удельная нагрузка квартир, зависящая от типа кухонных плит и числа квартир  $N$ , питаемых одной линией (см. табл. 6.15).

*Полная нагрузка* линии, питающей однородных потребителей, определяется с учетом их  $\cos \varphi$  (см. табл. 6.18).

2б. *Активная нагрузка линии напряжением 0,4 кВ, питающей неоднородных потребителей* (жилые дома с разными типами кухонных плит, общественно-коммунальные предприятия, административные здания и др.):

$$P_{\text{эл}} = P_{\text{макс}} + \sum k_i P_i, \quad (1.10)$$

где  $P_{\text{макс}}$  — наибольшая из нагрузок, питаемых линией (нагрузка, формирующая максимум);  $k_i$  — коэффициенты совмещения, учитывающие несовпадение максимумов нагрузок отдельных потребителей относительно  $P_{\text{макс}}$  (см. табл. 6.20);  $P_i$  — остальные нагрузки линии.

*Полная нагрузка* линии, питающей неоднородных потребителей с различными  $\cos \varphi$ , упрощенно может быть определена как

$$S_{\text{эл}} = P_{\text{эл}} / \cos \varphi_{\text{общ}}.$$

Здесь  $\cos \varphi_{\text{общ}}$  — общий коэффициент мощности, соответствующий общему коэффициенту реактивной нагрузки:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{общ}} = Q_{\text{эл}} / P_{\text{эл}},$$

где  $Q_{\text{эл}}$  — суммарная реактивная нагрузка линии, определяемая с учетом  $\cos \varphi$  отдельных потребителей (см. табл. 6.18 и 6.19).

3. *Активная и полная нагрузки трансформаторной подстанции* определяются аналогично п. 2а и 2б, но при этом учитываются все потребители данного ТП. Полученная нагрузка считается приведенной к шинам напряжением 0,4 кВ трансформаторной подстанции.

4. *Активная нагрузка* линии напряжением 10 кВ, питающей ряд ТП:

$$P_{\text{эл}} = k_{\text{ТП}} P_{\text{ТП}}, \quad (1.11)$$

где  $k_{\text{ТП}}$  — коэффициент совмещения максимумов нагрузок ТП (см. табл. 6.21);  $P_{\text{ТП}}$  — суммарная нагрузка отдельных ТП, присоединенных к линии.

Полная нагрузка линии напряжением 10 кВ определяется с учетом коэффициента мощности в период максимума нагрузки, принятого равным 0,92 (ему соответствует  $\operatorname{tg} \varphi = 0,43$ ).

5. Активная и полная нагрузки на шинах распределительного пункта (РП) определяются аналогично п. 4, но при этом учитываются все ТП, присоединенные к данному РП.

6. Расчетная нагрузка на шинах центра питания (ЦП) напряжением 10 кВ определяется с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских сетей, промышленных предприятий и других путем умножения суммы их нагрузок на коэффициент совмещения максимумов  $k_{\max 1}$  или  $k_{\max 2}$  (см. табл. 6.22 или 6.23).

7. Нагрузка на шинах напряжением 110—330 кВ при наличии на подстанции двухобмоточных трансформаторов 110—330/10 кВ находится по нагрузке на шинах ЦП напряжением 10 кВ. При трехобмоточных трансформаторах должна учитываться дополнительная нагрузка третьей обмотки.

**Пример 1.2.** Рассчитать нагрузки для схемы, изображенной на рис. 1.4, по алгоритму, приведенному на рис. 1.5. Линии 1—4 напряжением 0,4 кВ питают отдельные или группу потребителей. Линия 1 питает три жилых газифицированных дома с числом квартир  $n_1 = 60$ ,  $n_2 = 100$  и  $n_3 = 40$ . Линия 2 питает 12-этажный 200-квартирный газифицированный дом с шестью лифтами. Номинальная мощность лифтовой установки  $S_{\text{л.дом}} = 7$  кВт. Линия 3 питает кинотеатр на 1000 мест (с кондиционированием воздуха) и комбинат бытового обслуживания на 20 рабочих мест, а линия 4 — 100-квартирный дом с электроприготовлением пищи и детские ясли на 80 мест.

Нагрузку линии 1 напряжением 10 кВ составляют ТП1—ТП4. Нагрузку линии II — пять ТП с суммарной нагрузкой 5 МВ·А, нагрузку линии III — шесть ТП с суммарной нагрузкой 3 МВ·А. От шин РП напряжением 10 кВ питается промышленная нагрузка 20 МВ·А.

**Решение** (см. пункты алгоритма, приведенного на рис. 1.5).

1а. Активные и полные нагрузки на вводах жилых домов:

$$P_{д1} = 0,7 \cdot 60 = 42 \text{ кВт}; \quad S_{д1} = 42/0,96 \approx 44 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{д2} = 0,6 \cdot 100 = 60 \text{ кВт}; \quad S_{д2} = 60/0,96 \approx 63 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{д3} = 0,8 \cdot 40 = 32 \text{ кВт}; \quad S_{д3} = 32/0,96 \approx 33 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{дн} = 0,5 \cdot 200 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 6 \cdot 7 \approx 127 \text{ кВт}; \quad S_{дн} = 127/0,96 \approx 132 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{д5} = 1,15 \cdot 100 = 115 \text{ кВт}; \quad S_{д5} = 115/0,98 \approx 117 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

1б. Активные и полные нагрузки кинотеатра (кт), комбината бытового обслуживания (к. б. о) и детских яслей (д. я):

$$P_{кт} = 0,12 \cdot 1000 = 120 \text{ кВт}; \quad S_{кт} = 120/0,92 \approx 130 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{к.б.о} = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ кВт}; \quad S_{к.б.о} = 10/0,9 \approx 11 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{д.я} = 0,4 \cdot 80 = 32 \text{ кВт}; \quad S_{д.я} = 32/0,97 \approx 33 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2. Активные и полные нагрузки линий 1—4 напряжением 0,4 кВ (на рис. 1.4, нагрузки заключены в прямоугольники 1—4):

$$P_1 = 0,5(60 + 100 + 40) \approx 100 \text{ кВт}; \quad S_1 = 100/0,96 \approx 104 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_2 = 127 \text{ кВт}; \quad S_2 = 127/0,97 \approx 131 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_2 = 120 + 0,5 \cdot 10 \approx 125 \text{ кВт}; S_2 = 125/0,92 \approx 136 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_4 = 115 + 0,4 \cdot 32 \approx 128 \text{ кВт}; S_4 = 128/0,98 \approx 131 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

3. Активная и полная нагрузки на шинах ТП1 (см. пунктирный прямоугольник А на рис. 1.4):

$$P_{\text{ТП1}} = 0,45 \cdot 400 + 0,9 \cdot 115 + 0,9 \cdot 29,4 + 0,9 \cdot 120 + 0,8 \cdot 32 + 0,4 \cdot 10 \approx 447 \text{ кВт};$$

Для определения полной нагрузки предварительно находим

$$Q_{\text{ТП1}} = (42 + 60 + 32 + 100) 0,29 + 27 \cdot 1,33 + 115 \cdot 0,2 + 120 \cdot 0,43 + 10 \cdot 0,48 +$$

$$+ 32 \cdot 0,25 \approx 191 \text{ квар};$$

$$\text{tg } \varphi_{\text{общ}} = 191/447 \approx 0,43; \cos \varphi_{\text{общ}} = 0,92.$$

Тогда  $S_{\text{ТП1}} = 447/0,92 \approx 486 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Нагрузки ТП2 — ТП4 составляют:  $S_{\text{ТП2}} = 584 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_{\text{ТП3}} = 600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_{\text{ТП4}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

4. Нагрузка головного участка линии I напряжением 10 кВ (см. пунктирный прямоугольник В на рис. 1.4):

$$S_I = 0,85 S_{\text{ТП1-ТП4}} = 0,85 \cdot 2300 = 1955 \text{ кВ} \cdot \text{А} \approx 2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

5. Нагрузка на шинах РП 10 кВ по условию:  $S_{\text{РП}} = 20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

6. Нагрузка на шинах ЦП 10 кВ в двухтрансформаторной подстанции напряжением 110—330/10 кВ при вечернем максимуме и питании смешанной нагрузки (отношение нагрузок промпредприятий к городской сети составляет 200%):

$$S_{\text{ЦП}} = 0,75 (S_{\text{РП}} + S_I + S_{II} + S_{III}) = 0,75 \cdot (20 + 2 + 5 + 3) = 22,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

7. Нагрузка на шинах 110—330 кВ (без учета потерь мощности в трансформаторах):

$$S_{110-330} = 22,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

### § 1.3. Сопротивления и проводимости линий, трансформаторов и автотрансформаторов

Расчет трансформаторов и линий выполняют с помощью эквивалентных схем замещения, состоящих из сопротивлений  $Z$  и проводимостей  $Y$  для одной фазы. Сопротивления и проводимости линий (рис. 1.6) записываются так:

$$Z_A = R_A + jX_A; Y_A = g_A + jb_A. \quad (1.12)$$

Сопротивления и проводимости трансформаторов (рис. 1.7)

$$Z_{\text{тр}} = R_{\text{тр}} + jX_{\text{тр}}; Y_{\text{тр}} = g_{\text{тр}} - jb_{\text{тр}}. \quad (1.13)$$

Принципиально при расчетах может быть принята любая схема замещения (см. табл. 6.84), каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Согласно рекомендациям [1.7] линии заменяются П-образной симметричной схемой замещения, а трансформаторы — Г-образной. На рис. 1.6 и 1.7 приведены также выра-

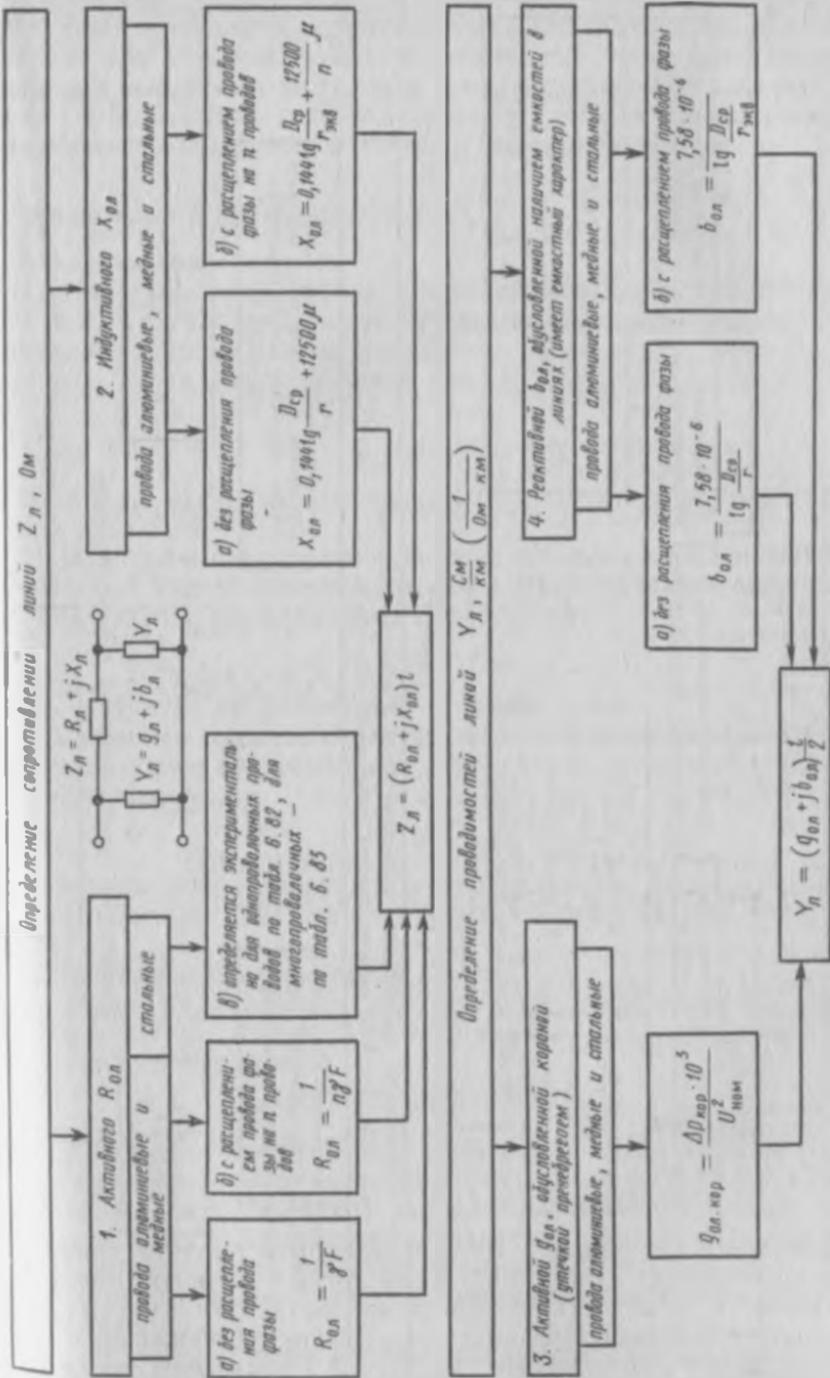


Рис. 1.6. Структурная схема для определения сопротивлений и проводимостей линий

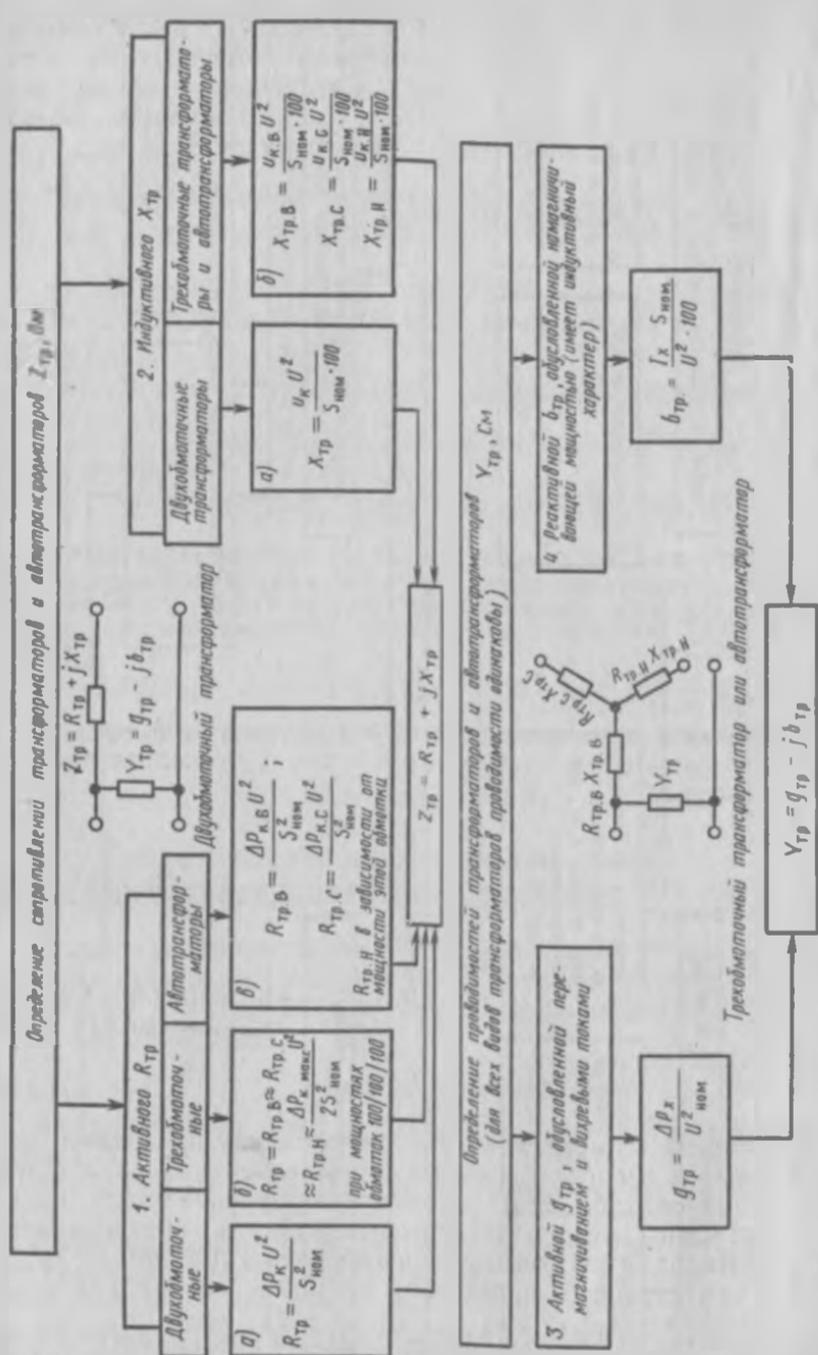


Рис. 1.7. Структурная схема для определения сопротивлений и проводимостей трансформаторов и автотрансформаторов

жения для определения сопротивлений и проводимостей элементов передачи при замене их указанными схемами замещения. Рекомендуется все величины подставлять в эти выражения в основных единицах (А, В, Ом, Вт и т. д.). Как показал опыт, такая замена позволяет осуществлять расчет с меньшим числом ошибок.

### Сопротивления и проводимости линии

#### Активные сопротивления $R_A$ .

а) Поверхностный эффект в проводах, выполненных из цветных металлов, небольшой. Поэтому активное сопротивление переменному току можно приравнять омическому:  $R_A = R_{o.ом} = 1/(\gamma F)$ . Тогда для всей линии длиной  $l$  активное сопротивление, Ом,

$$R_A = l/(\gamma F). \quad (1.14)$$

Величины активных сопротивлений проводов и кабелей приведены в табл. 6.54.

б) При расщеплении сечение каждого провода уменьшается в  $n$  раз, где  $n$  — число проводов в фазе. Активное сопротивление, Ом, линии с расщепленными проводами

$$R_A = l/(n\gamma F_p), \quad (1.15)$$

где  $F_p$  — сечение расщепленного провода.

в) Так как в стальных проводах поверхностный эффект велик, то активное сопротивление переменному току нельзя приравнять омическому:

$$R_{ст} \neq R_{ом}.$$

Величины сопротивлений  $R_{ст}$  определяются экспериментально в зависимости от тока, протекающего по проводу (см. табл. 6.82 и 6.83).

#### Индуктивные сопротивления $X_A$ .

а) Величина удельного индуктивного сопротивления, Ом/км, для проводов из меди, алюминия или стали может быть определена по выражению

$$X_0 = 0,144 \lg(D_{cp}/r) + 12500 \mu, \quad (1.16)$$

где  $D_{cp}$  — среднегеометрическое расстояние между проводами;  $r$  — радиус провода нерасщепленной фазы (эквивалентный радиус при расщеплении, см. табл. 6.86);  $\mu$  — магнитная проницаемость, Гн/м.

Первый член (1.16) зависит от внешнего потока, образованного вокруг проводов, и называется *внешним сопротивлением* —  $X_0'$ , а второй — от внутреннего потока в проводе и называется *внутренним сопротивлением* —  $X_0''$ .

Величина  $D_{cp}$  зависит от расстояния между проводами фаз ( $D_1$ ,  $D_2$  и  $D_3$ ), возрастающего с увеличением напряжения (см. табл. 6.29).

Например, при напряжении 750 кВ опора имеет высоту более 30 м, т. е. примерно высоту 9—10-этажного дома; на гирляндах изоляторов, прикрепленных к траверзе этой опоры, располагают провода на расстоянии примерно двух десятков метров друг от друга. Провода могут располагаться горизонтально (рис. 1,8, а) или треугольником (рис. 1,8, б). В любом случае при трех проводах

$$D_{\text{эф}} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3}. \quad (1.17)$$

Так как в кабелях расстояние  $D$  между жилами фаз мало, то величина индуктивного сопротивления значительно меньше активного:

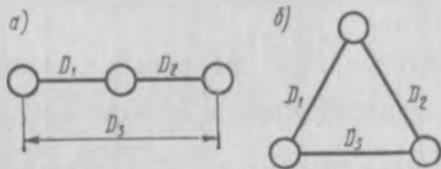


Рис. 1.8. Расположение проводов на опоре

$$R_{\text{квб}} \gg X_{\text{квб}}.$$

Поэтому нередко при расчетах индуктивным сопротивлением кабелей (в особенности для небольших сечений) пренебрегают.

б) Если в каждой фазе провод заменить  $n$  проводами (при  $n \leq 3$ ) более мелких сечений (расщепить) с расстояниями между этими расщепленными проводами  $a$  (400—600 мм) и действительными радиусами  $r_d$ , то получится новый эквивалентный радиус (см. табл. 6.86)

$$r_{\text{квб}} = \sqrt[n]{a^{n-1} r_d}, \quad (1.18)$$

где  $n$  — число расщепленных проводов в фазе;  $a$  — расстояние между проводами расщепленной фазы (шаг расщепления);  $r_d$  — действительный радиус расщепленного провода.

При  $n > 3$  значение  $r_{\text{квб}}$  определяется согласно табл. 6.86 [1.22]. В линиях напряжением 750—1150 кВ расщепленные провода в фазе располагаются по окружности. Величина  $r_{\text{квб}}$  при той же суммарной затрате металла всегда больше, чем радиус первоначального провода:  $r_{\text{квб}} > r$ . Например, если провод фазы сечением 600 мм<sup>2</sup> с радиусом  $r = 16,5$  мм расщепить на два провода сечением по 300 мм<sup>2</sup> (марки АС-300) с действительным радиусом  $r_d = 12,2$  мм каждый и расстоянием между расщепленными проводами  $a = 400$  мм, то

$$r_{\text{квб}} = \sqrt{r_d a} = \sqrt{12,2 \cdot 400} = 69,9 \text{ мм.}$$

Как видно, эквивалентный радиус увеличился примерно в 4 раза, что соответствует увеличению сечения провода в 16 раз при той же затрате металла. Этот поразительный эффект достигается тем, что при расщеплении проводов происходит перераспределе-

нием. Поля между расщепленными проводами ослабевают и вытесняются наружу, как бы увеличивая сечение. Чем больше проводов в фазе, тем сильнее этот эффект. Однако каждый дополнительный провод дает меньший дополнительный эффект. Например, при двух проводах в фазе индуктивное сопротивление уменьшается на 19%, при трех — на 28%, при четырех — на 32% и т. д. по сравнению с нерасщепленным проводом.

При расщепленных проводах, Ом/км,

$$X_0 = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{квб}}) + 12\,500 \mu/n. \quad (1.19)$$

Провода расщепляют на два, три и большее число. Такое расщепление, как видно из (1.19), уменьшает индуктивное сопротивление  $X$  при той же затрате металла и снижает этим потери реактивной мощности:  $\Delta Q = 3I^2 X$ .

Линии 330 кВ в Латвии расщеплены на два провода, линия Куйбышев—Москва 500 кВ и другие линии такого же напряжения — на три провода, линия Конаково—Ленинград 750 кВ — на пять проводов в фазе. Линии 1150 кВ намечено расщеплять на восемь проводов.

Согласно Международной системе единиц (СИ) абсолютное значение магнитной проницаемости проводов, выполненных из алюминия и меди, может быть приравнено магнитной проницаемости воздуха, Гн/м:

$$\mu_n \approx \mu_a \approx \mu_m \approx 0,4\pi \cdot 10^{-6}.$$

Если в (1.16) вместо  $\mu$  подставить значение  $\mu_n$ , то получим известное выражение удельной индуктивности, Ом/км (см. [1.7]):

$$X = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/r) + 0,016.$$

Второе слагаемое этого выражения значительно меньше первого, т. е.  $X' \gg X''$ , поэтому величиной  $X''$  часто пренебрегают. Величины  $D_{\text{ср}}/r$  входят под знак логарифма, а величина  $X''$  постоянна. Следовательно, для проводов из цветных металлов удельное индуктивное сопротивление  $X_0$  меняется мало (близко к 0,4 Ом/км).

а) Для стальных проводов нельзя полностью применять все предыдущие методы расчета. Это объясняется тем, что сталь насыщается, величина  $\mu_{\text{ст}}$  является переменной и зависит от тока, протекающего по проводу, и примесей в стали (кремний, марганец и др.). В свою очередь величины внутреннего потока и индуктивного сопротивления  $X''$  зависят от тока и магнитной проницаемости  $\mu$ . Поэтому расчет второго слагаемого (1.16) сложен. Для стальных проводов он определяется экспериментально и его величина приведена в табл. 6.82 и 6.83 в зависимости от тока.

Величина внешнего индуктивного сопротивления для стальных проводов  $X'$  определяется обычно по первому слагаемому (1.16), так как не зависит от внутреннего потока в проводе. Для стальных

однопроволочных проводов

$$X' \ll X''.$$

**Активные проводимости  $g_{\text{л}}$ .** Кроме потерь на нагревание проводов в линиях имеются еще потери от несовершенства изоляции (утечка) и потери, вызванные ионизацией воздуха вблизи проводника (корона).

Потери на корону зависят от напряжения, радиуса провода и атмосферных условий (больше влажность — больше потери). Эти потери бывают значительными и вызывают большой перерасход государственных средств. Для снижения потерь на корону применяется ряд мер: увеличивается сечение; провода расщепляются или делаются полыми. В табл. 6.87 даны наименьшие сечения (диаметры) проводов, допускаемые для применения по условиям потерь на корону.

Корона возникает при напряжениях выше 60 кВ, поэтому ее учет может производиться только для линий 110 кВ и выше. Если утечкой в линиях пренебречь, то активная проводимость, обусловленная короной,

$$g_{\text{о.л.кор}} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot 10^{-3} / U_{\text{ном}}^2. \quad (1.20)$$

Величины максимальных потерь на корону  $\Delta P_{\text{кор.макс}}$  или средневзвешенных  $\Delta P_{\text{кор.срв}}$  (см. [1.5]) можно определить опытным путем. Действительно, если включить линию под напряжение вхолостую (без нагрузки), то приборы покажут потери на корону. Утечка очень мала, а других потерь нет. Если провести ряд таких замеров для разных отрезков времени с разными атмосферными условиями, а затем просуммировать полученные данные, то можно получить средние годовые потери. Потери на корону не зависят от металла провода и поэтому могут приниматься одинаковыми для алюминиевых, медных или стальных проводов.

Величины удельной активной проводимости для кабелей обусловлены процессами, происходящими в изоляции (короны в кабелях нет), и равны для кабелей 110 и 220 кВ нескольким киловаттам на километр.

**Реактивные проводимости  $b_{\text{л}}$ .** Эти проводимости обусловлены наличием емкостей в линиях и, естественно, имеют емкостный характер. Они могут быть подсчитаны для двух случаев: без расщепления и при расщеплении проводов фазы соответственно:

$$b_{\text{оа}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{\text{ср}}/r)}, \quad (1.21)$$

$$b_{\text{оа}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{экв}})}, \quad (1.22)$$

где  $D_{\text{ср}}$  — среднегеометрическое расстояние между проводами, вы-

числяемое по (1.17);  $r$  — радиус провода, определяемый по табл. 6.54;  $r_{\text{экв}}$  — эквивалентный радиус, определяемый по (1.18) или по табл. 6.86.

Проводимость  $b_{\text{ол}}$  не зависит от материала провода и может быть подсчитана одинаково для алюминиевых, медных или стальных проводов.

Емкостная проводимость для кабелей во много раз больше, чем для воздушных линий, зависит от конструкции кабелей и дается заводами.

Для воздушных линий рекомендуется учитывать реактивную проводимость при напряжениях 110 кВ и выше, так как в нормальных режимах при этих напряжениях емкостные токи ( $I_c = U_{\phi} b_{\text{ол}}$ ) начинают оказывать существенное влияние. В кабелях емкостные токи начинают влиять уже при напряжениях 20 кВ, а в очень разветвленных сетях — при 6—10 кВ.

### Сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов

В трансформаторах и автотрансформаторах потери реактивной мощности велики и вызывают заметные потери напряжения в передаче, поэтому неучет их ведет к недопустимым погрешностям.

Сопротивления трансформаторов независимо от числа их обмоток (числа лучей в эквивалентной схеме) зависят от типа трансформатора, номинальной мощности и напряжения его обмоток.

Ни один расчет передачи с трансформаторами не может быть проведен без приведения сопротивлений, напряжений и токов линий и трансформаторов к какому-то одному напряжению. При этом магнитные связи условно заменяются электрическими. Принципиально безразлично, к какому напряжению делается приведение — к напряжению высшей  $U_{\text{в}}$ , средней  $U_{\text{с}}$  или низшей  $U_{\text{н}}$  обмотки. Очень часто приведение делается к входной стороне, т. е. при понижающем трансформаторе к стороне высшего напряжения  $U_{\text{в}}$ . Например, если коэффициент трансформации  $k = U_{\text{в}}/U_{\text{н}}$ , то напряжения всех элементов передачи на низкой стороне, приведенные к высшей, будут

$$\dot{U}_{\text{н}} = U_{\text{н}} k = U_{\text{н}} U_{\text{в}} / U_{\text{н}} = U_{\text{в}}, \text{ т. е. } \dot{U}_{\text{н}} = U_{\text{в}}.$$

Аналогично сопротивления  $Z_{\text{н}} = Z_{\text{н}} k^2$  и ток  $\dot{I}_{\text{н}} = I_{\text{н}} / k$ .

Здесь и в дальнейшем напряжение, к которому производится приведение (в данном случае  $U_{\text{в}}$ ), будем обозначать через  $U$ .

Активные сопротивления  $R_{\text{тр}}$ .

1. Для двухобмоточных трансформаторов активное сопротивление, Ом,

$$R_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} U^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (1.23)$$

Потери короткого замыкания  $\Delta P_k$  вызываются нагреванием меди обмоток и даются заводами (см. гл. 6).

2. Для трехобмоточных трансформаторов заводами даются потери короткого замыкания  $\Delta P_{к.макс}$  для худшего случая.

Принимаем, что при мощностях обмоток 100/100/100 сопротивления лучей эквивалентной схемы, приведенные к высшей стороне, примерно равны:

$$R_{тр} \approx R_{тр.в} \approx R_{тр.с} \approx R_{тр.н}$$

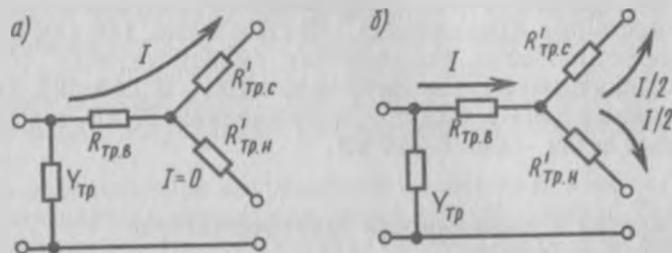


Рис. 1.9. Эквивалентная схема замещения трехобмоточного трансформатора

Чтобы выяснить, какое распределение токов (мощностей) между обмотками дает наибольшие потери, рассмотрим крайние случаи.

*Случай 1.* Весь ток протекает по обмоткам высшего и среднего напряжений (рис. 1.9, а) при разомкнутой обмотке низшего напряжения. В этом случае суммарные потери в меди

$$\Delta P_{к1} = I^2 R_{тр.в} + I^2 R_{тр.с} = 2I^2 R_{тр.в}$$

Тот же результат получается при протекании всего тока по обмоткам высшего и низшего напряжений.

*Случай 2.* Ток распределяется между обмотками среднего и низшего напряжений поровну (рис. 1.9, б). В этом случае суммарные потери в меди

$$\Delta P_{к2} = I^2 R_{тр.в} + 0,25 I^2 R_{тр.с} + 0,25 I^2 R_{тр.н} = 1,5 I^2 R_{тр.в}$$

Естественно, что в первом случае потери больше, чем во втором. При любом другом распределении токов между обмотками среднего и низшего напряжений потери будут меньше, чем  $2I^2 R_{тр.в}$ . Таким образом, худшим случаем является протекание тока по двум обмоткам при третьей разомкнутой, т. е.

$$R_{тр.в} + R'_{тр.с} = 2R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.макс} U^2}{S_{ном}^2}; \quad R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.макс} U^2}{2S_{ном}^2};$$

$$R_{тр.в} + R'_{тр.н} = 2R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.макс} U^2}{S_{ном}^2}; \quad R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.макс} U^2}{2S_{ном}^2}$$

или окончательно

$$R_{тр} \approx R_{тр.в} \approx R'_{тр.с} \approx R'_{тр.н} = \Delta P_{к.макс} U^2 / 2S_{ном}^2 \quad (1.24)$$

3. Для автотрансформаторов заводами даются потери короткого замыкания для каждой пары обмоток  $\Delta P_{к.в-с}$ ,  $\Delta P_{к.в-н}$  и  $\Delta P_{к.с-н}$ .

Чтобы определить сопротивление каждого луча, можно ориентировочно принять:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к.в} &= 0,5(\Delta P_{к.в-с} + \Delta P_{к.в-н} - \Delta P_{к.с-н}); \\ \Delta P_{к.с} &= 0,5(\Delta P_{к.в-с} + \Delta P_{к.с-н} - \Delta P_{к.в-н}). \end{aligned} \right\} \quad (1.25)$$

Аналогично можно найти и потери  $\Delta P_{к.н}$ . Тогда

$$R_{тр.в} = \frac{\Delta P_{к.в} U^2}{S_{ном}^2}; \quad R_{тр.с} = \frac{\Delta P_{к.с} U^2}{S_{ном}^2} \quad (1.26)$$

Обмотка низкого напряжения в автотрансформаторах, соединенная с двумя другими обмотками магнитно (как у обычных трансформаторов), имеет значительно меньшую мощность (50% и ниже), чем обмотки высшего и среднего напряжений, соединенные между собой электрически и имеющие мощность по 100%. Обмотка низкого напряжения соединена в треугольник для компенсации токов третьих гармоник, и нередко мощность с нее совсем не снимается. При этом активное сопротивление этой обмотки (если она питает потребителя) может быть определено в зависимости от ее мощности так же, как активные сопротивления в трехобмоточных трансформаторах. Необходимо при этом учитывать, что активные сопротивления лучей трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) обратно пропорциональны мощностям их обмоток.

Иногда заводские данные потерь короткого замыкания автотрансформаторов приходится пересчитывать к номинальной мощности  $S_{ном}$ . Последнее объясняется тем, что обмотки высшего и низшего напряжений между собой соединены электрически, а с обмоткой среднего напряжения — магнитно. Эта магнитная связь и требует соответствующего пересчета:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к.в-с} &= \Delta P'_{к.в-с}; \\ \Delta P_{к.в-н} &= \Delta P'_{к.в-н} (S_{ном}/S_{тнв})^2; \\ \Delta P_{к.с-н} &= \Delta P'_{к.с-н} (S_{ном}/S_{тнс})^2. \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

Здесь величины со штрихами соответствуют заводским данным;  $S_{тнв}$  — типовая мощность автотрансформатора, т. е. та мощность,

\* В настоящее время трансформаторы выпускаются с мощностью обмоток 100/100/100. Для трансформаторов с мощностями 100/100/66,7 или 100/66,7/66,7 выражения для определения активных сопротивлений даны в [1.7].

которая была бы при работе без электрической связи (раздельной работе обмоток).

Так как потери пропорциональны квадрату мощности, то пересчет производится по квадратам отношений номинальной мощности к типовой  $(S_{ном}/S_{тип})^2$ .

**Индуктивные сопротивления  $X_{тр}$ .**

1. Для двухобмоточных трансформаторов

$$X_{тр} = u_{к\%} U^2 / (S_{ном} \cdot 100), \quad (1.28)$$

где  $u_{к\%}$  — напряжение короткого замыкания в процентах от номинального.

2. Для трехобмоточных трансформаторов напряжения короткого замыкания даются заводами для каждой пары обмоток в процентах от номинального, поэтому индуктивное сопротивление каждого луча, %, аналогично (1.25):

$$u_{к.в} = 0,5(u_{к.в-с} + u_{к.в-н} - u_{к.с-н}). \quad (1.29)$$

Откуда

$$\left. \begin{aligned} X_{тр.с} &= u_{к.с\%} U^2 / (S_{ном} \cdot 100); \\ X_{тр.н} &= u_{к.н\%} U^2 / (S_{ном} \cdot 100). \end{aligned} \right\} \quad (1.30)$$

3. Для автотрансформаторов значения  $X_{тр.в}$ ,  $X_{тр.с}$  и  $X_{тр.н}$  также определяются по (1.30).

При необходимости напряжения короткого замыкания автотрансформаторов пересчитываются к номинальной мощности  $S_{ном}$ . При изменении потерь короткого замыкания пересчет, согласно (1.27), производится по квадратам отношений  $S_{ном}/S_{тип}$ . В данном случае возведение в квадраты не требуется, так как зависимости от потерь нет, т. е.

$$\left. \begin{aligned} u_{к.в-с} &= u'_{к.в-с}; \\ u_{к.в-н} &= u'_{к.в-н} (S_{ном}/S_{тип}); \\ u_{к.с-н} &= u'_{к.с-н} (S_{ном}/S_{тип}). \end{aligned} \right\} \quad (1.31)$$

Индуктивные сопротивления мощных трансформаторов и автотрансформаторов в противоположность кабельным линиям во много раз больше активных:

$$X_{тр} \gg R_{тр}.$$

**Активные проводимости  $g_{тр}$ .** Эти проводимости обусловлены перемещением магнитного потока и вихревыми токами и могут быть определены как

$$g_{тр} = \Delta P_x / U_{ном}^2, \quad (1.32)$$

где  $\Delta P_x$  — потери холостого хода, Вт (см. гл. 6).

Реактивные проводимости  $b_{\text{тр}}$ . Эти проводимости обусловлены намагничивающей мощностью, имеют индуктивный характер, противоположный реактивной проводимости линий  $b_{\text{л}}$ , и определяются как

$$b_{\text{тр}} = I_{\text{х\%}} S_{\text{ном}} / (U_{\text{ном}}^2 \cdot 100), \quad (1.33)$$

где  $I_{\text{х\%}}$  — ток холостого хода в процентах от номинального.

Полная проводимость трансформатора  $Y_{\text{тр}}$ . Она вычисляется по формуле

$$Y_{\text{тр}} = (g_{\text{тр}} - jb_{\text{тр}}). \quad (1.34)$$

Необходимые данные для расчетов можно найти в гл. 6.

### Эквивалентное сопротивление элементов системы

Как известно, для получения эквивалентного сопротивления двухполюсников при последовательном их соединении складываются сопротивления, а при параллельном — проводимости.

При одинаковых параллельно соединенных четырехполюсниках сопротивления делятся пополам, а проводимости умножаются на два (рис. 1.10). Схемы могут иметь и более сложные соединения элементов (звезда, треугольник и др.). В этих случаях треугольник преобразуется в звезду и наоборот.

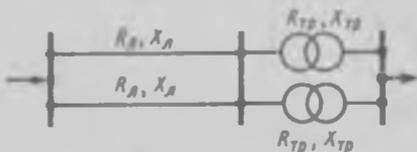


Рис. 1.10. Схема параллельных линий и трансформаторов одинаковых сопротивлений

### Замена проводимостей нагрузками

Проводимость можно заменить мощностью (нагрузкой), если напряжение на этой проводимости постоянно. Проводимости линий  $b_{\text{л}}$ , обусловленные емкостями, имеют емкостный характер:  $Y_{\text{л}} = -g_{\text{л}} + jb_{\text{л}}$ ; они заменяются отрицательной нагрузкой, так как реактивная мощность, вызванная этой проводимостью, направлена в линию. Проводимости трансформаторов имеют индуктивный характер:  $Y_{\text{тр}} = g_{\text{тр}} - jb_{\text{тр}}$ ; они заменяются положительной нагрузкой (от линии).

Действительно, мощность, потребляемая проводимостью трехфазного трансформатора,

$$\dot{S}_{Y_{\text{тр}}} = 3 \dot{I}_{Y_{\text{тр}}} \dot{U}_{\Phi}, \quad (1.35)$$

где  $\dot{I}_{Y_{\text{тр}}}$  — сопряженное значение  $I_{Y_{\text{тр}}}$ .

Ток поперечной проводимости трансформатора

$$\dot{I}_{Y_{\text{тр}}} = Y_{\text{тр}} \dot{U}_{\Phi} = (g_{\text{тр}} - jb_{\text{тр}}) \dot{U}_{\Phi}.$$

Подставляя в (1.35) сопряженное значение этого тока, получим

$$\dot{S}_{Y_{TP}} = 3\bar{Y}_{TP}U_{\Phi}^2 = 3(g_{TP} + jb_{TP})U_{\Phi}^2 = (g_{TP} + jb_{TP})U^2, \quad (1.36)$$

т. е. мощность проводимости трансформатора направлена от линии (в нагрузку) и может быть заменена положительной активной и реактивной мощностью (нагрузкой).

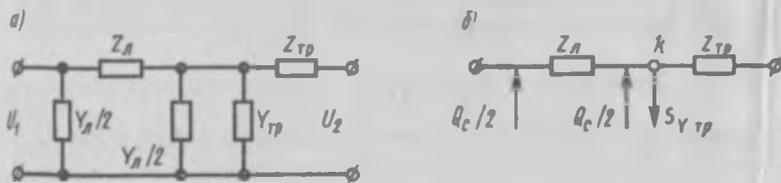


Рис. 1.11. Замена проводимостей нагрузками:

а — проводимости; б — нагрузки

Аналогично мощность, потребляемая емкостью трехфазной линии,

$$\dot{S}_{Y_n} = \bar{Y}_{Y_n}U^2 \approx -jb_nU^2 = -jQ_C. \quad (1.37)$$

(Величина  $g_n$  обычно мала и ею можно пренебречь).

Таким образом, реактивная мощность  $Q_C$  (зарядная мощность) направлена в линию (от нагрузки) и может быть заменена отрицательной нагрузкой, т. е. в точке  $k$  (рис. 1.11, б) складываются две мощности с разными знаками.

В местных сетях проводимостями в большинстве случаев пренебрегают. Однако в разветвленных кабельных сетях их рекомендуют учитывать.

## § 1.4. Краткие сведения о схемах электрических сетей и подстанций

Основные сведения о схемах сетей и подстанций даны в [1.5, 1.11, 2.1 и 2.2] и другой литературе.

Схемы сетей должны удовлетворять требованиям надежности, экономичности, безопасности, удобства в эксплуатации, дальнейшего развития; обеспечивать необходимое качество энергии у потребителей и экологическую чистоту, т. е. малое влияние на окружающую среду (шум, выбросы вредных веществ, сильные электрические и магнитные поля и др.). При определении конфигураций сетей необходимо стремиться к наиболее коротким связям между источником питания и потребителями, избегая, по возможности, обратных перетоков, влекущих за собой увеличение потерь мощности.

Для нахождения наиболее рациональных конфигураций и схем в практике проектирования применяется метод технико-экономи-

ческого сравнения вариантов (см. гл. 2). При этом варианты намечаются в зависимости от конкретных условий и категорий потребителя (1, 2, 3).

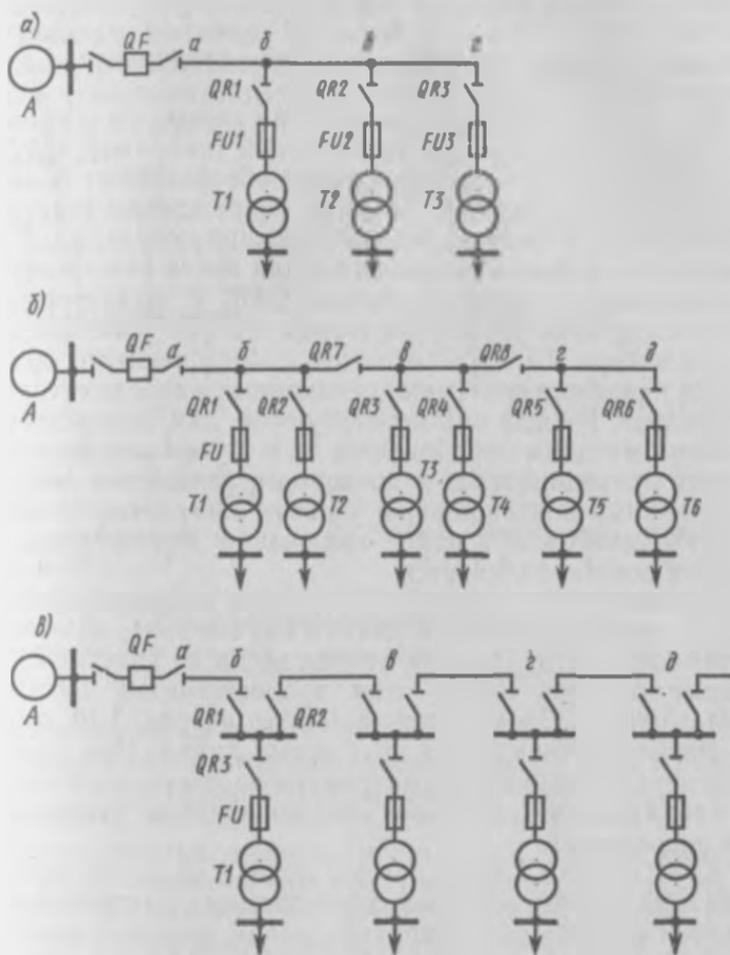


Рис. 1.12. Нерезервированные схемы:

*A* — питающий пункт; *QF* — выключатель; *QR* — разъединитель; *T* — трансформатор; *FU* — предохранитель

Схемы сетей можно разбить на две основные группы.  
 1. Нерезервированные разомкнутые схемы (рис. 1.12, а, б, в), предназначенные для снабжения энергией менее ответственных потребителей распределительных сетей 6, 10, 20 и 35 кВ, а иногда и питающих сетей 110 кВ. Такие схемы просты и требуют сравнительно небольших капиталовложений. Однако повреждение

слового участка в рассматриваемой схеме влечет за собой отключение всех потребителей.

Схемы сетей весьма разнообразны. Например, каждый потребитель может присоединяться к магистрали непосредственно через один разъединитель  $QR1$ ,  $QR2$  или  $QR3$  (рис. 1.12, а). Повреждение участка  $вг$  в этой схеме влечет за собой длительное отключение трансформаторов  $T1—T3$ .

На рис. 1.12, б показана аналогичная схема, но с применением на магистрали секционных разъединителей (например,  $QR7$  и  $QR8$ ). Такие схемы несколько дороже, однако обеспечивают большую надежность электроснабжения. Так, при повреждении участка  $гд$  под действием релейной защиты срабатывает выключатель  $QF$  и отключает всю линию. Затем, после нахождения места повреждения, участок  $гд$  отключается разъединителем  $QR8$ , и выключатель снова включается. Питание трансформаторов  $T1—T4$  восстанавливается, а трансформаторы  $T5$  и  $T6$  остаются обесточенными до полного устранения повреждения. Таких секционных разъединителей может быть несколько. Иногда они используются для нахождения места повреждения методом опробования, т. е. путем последовательного отключения разъединителей и повторного включения выключателя. Затем найденный поврежденный участок отделяется от сети секционным разъединителем и после включения выключателя питание части линии восстанавливается.

Схема, показанная на рис. 1.12, в, хотя и требует дополнительного числа разъединителей (в данном случае три), но обеспечивает большую надежность. Так, при повреждении на участке  $гд$  длительное выходит из строя только один трансформатор  $T4$ . Остальные остаются в работе. Схемы, изображенные на рис. 1.12, а, б, применяются преимущественно для воздушных линий. При проектировании и расчетах каждую рассматриваемую схему необходимо тщательно анализировать с учетом всех конкретных условий, преимуществ и недостатков.

2. Резервированные схемы (рис. 1.13, а—г) предназначены для обеспечения энергией ответственных потребителей. Могут применяться и смешанные варианты — как резервированных схем, так и сочетание резервированных с нерезервированными схемами.

Разомкнутые резервированные схемы, аналогичные показанным на рис. 1.13, а, хотя и обладают рядом преимуществ, дороги и имеют большие потери мощности. Они применяются в тех случаях, когда объединение линий и трансформаторов на параллельную работу невозможно из-за больших токов коротких замыканий (КЗ), так как установленная аппаратура не в состоянии отключать эти токи.

Выбранная схема сети влияет и на выбор схем подстанций (ПС). Одновременно одним из важнейших принципов построения подстанций, обеспечивающих надежность и экономичность, является унификация конструкций ПС. Унифицированные типовые схемы ПС об-

легчают проектирование и их заводское изготовление. При проектировании ПС предварительно определяются *районы их размещения, нагрузки на расчетные периоды с учетом роста, напряжения, число и направление линий, тип и мощность компенсирующих устройств (КУ) и расчетные значения токов КЗ.*

К наиболее распространенным схемам ПС можно отнести схемы: *блочные* [генератор—трансформатор—линия (Г—Т—Л)]; *мостиков, четырехугольников и полуторные.* Некоторые

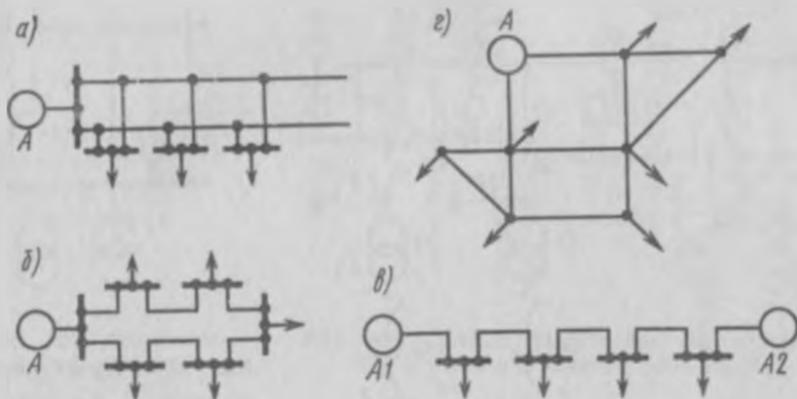


Рис. 1.13. Резервированные схемы:

*а* — двухцепная; *б* — кольцевая с одним источником питания; *в* — с двумя источниками питания; *г* — сложносвязанная

из этих типов показаны на рис. 1.14, *а, б*; 1.15 и 1.16, *а, б.* В [1.5, табл. 4.6] приводится обширный список типовых схем РУ 35(20)—750 кВ с указанием области их применения, напряжения и числа присоединений.

Необходимо, однако, указать, что вопросы выбора схем \* станций и подстанций подробно изучаются в курсе «Электрические станции». Поэтому при выполнении проекта по электрическим сетям нет необходимости в подробном обосновании выбора схем подстанций. Здесь приводятся только некоторые соображения по выбору схем ПС в связи с намеченной схемой сети.

При выборе подстанций кроме выполнения требований, предъявляемых к схемам сетей, необходимо обеспечить надежность транзита и соответствующую автоматику для восстановления питания после аварии. Число одновременно срабатывающих выключателей в одном распределительном устройстве (РУ) должно быть при повреждении в линии не более двух, в трансформаторе не более четырех. С учетом этих основных требований схемы подстан-

\* См.: *Timmermanis K., Rozenkrons J. Elektrisko staciju un apakšstaciju elektriskā dala. Rīga, 1988.* и также [1.12, 1.13 и др.].

ции должны выбираться в зависимости от числа присоединений (линий и трансформаторов). Так, при кольцевой схеме сети (см. рис. 1.13, б) к каждой подстанции подводятся две линии. Если на ПС два трансформатора, то число элементов равно четырем (две линии и два трансформатора). В этом случае может быть принята схема мостика, показанная на рис. 1.14, а.

Иногда по экономическим соображениям (если это возможно по условиям надежности) применяются упрощенные схемы (рис.

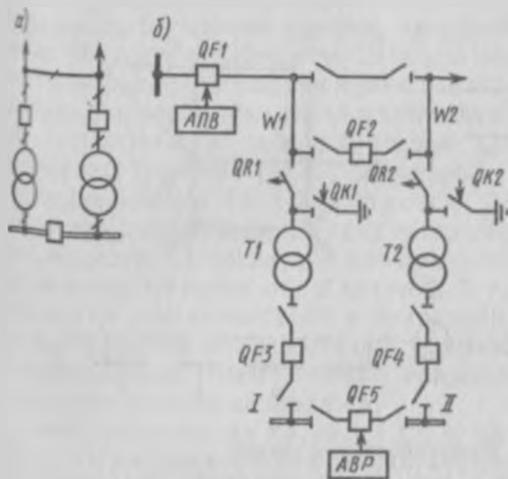


Рис. 1.14. Схемы мостиков:

а — простого; б — упрощенного;  
 АПБ — устройство автоматического повторного включения;  
 АВР — устройство автоматического включения резерва

1.14, б) с короткозамыкателями  $QK$  и отделителями  $QR$ , являющимися специальными типами быстродействующих разъединителей, устанавливаемых на стороне высшего напряжения. Как известно, отделитель автоматически под нагрузкой может отключать только небольшие токи. Поэтому токи КЗ может отключать лишь выключатель. При коротком замыкании, например, в трансформаторе  $T1$  линия  $W1$  должна отключаться выключателем  $QF1$ . Однако защита, стоящая у этого выключателя со стороны питания, бывает недостаточно чувствительной к некоторым повреждениям (например, к витковым замыканиям в трансформаторе). Чтобы эта защита действовала, создают искусственное КЗ специальным аппаратом — короткозамыкателем. Этот аппарат замыкает свои контакты под действием чувствительных защит, стоящих у трансформатора (газовой, дифференциальной), реагирующих на такие повреждения. Так, при повреждении в трансформаторе  $T1$  действует его защита. При этом отключаются выключатели  $QF2$  и  $QF3$  и включается короткозамыкатель  $QK1$ , создающий искусственное КЗ с достаточно большими токами. Под действием больших токов работает защита со стороны питания и выключатель  $QF1$  отключается. Затем при обесточенной линии  $W1$  отключается трансформатор  $T1$  отделителем  $QR1$ . Таким образом,  $T1$  будет отключен от сети с двух сторон и

можно приступить к его осмотру и ремонту. После отключения  $T1$  включаются выключатели  $QF1$  и  $QF2$  и питание линии  $W1$  восстанавливается, а поврежденный трансформатор остается отключенным. Головной выключатель  $QF1$  снабжен устройством автомати-

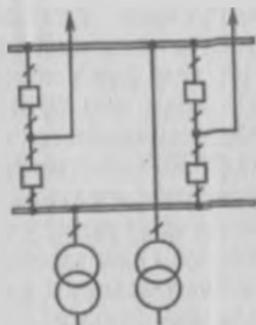


Рис. 1.15. Схема четырехугольника (220—750 кВ)

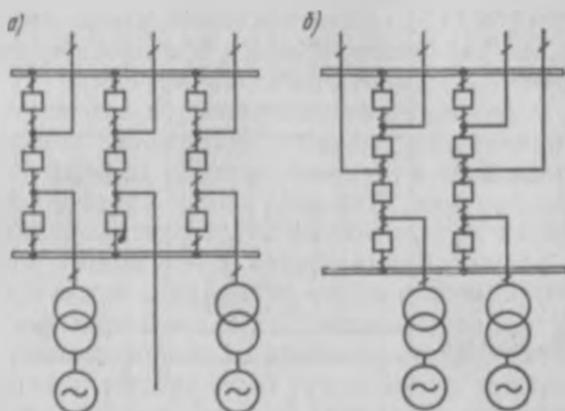


Рис. 1.16. Схема полуторная (а) и схема 4/3 (б) для напряжений 330—750 кВ

ческого повторного включения (АПВ). После отделения поврежденного  $T1$  устройство АПВ включает автоматически  $QF1$  и восстанавливает питание магистральной линии. Для восстановления питания потребителей секции 1 от устройства автоматического включения резерва (АВР) включается выключатель  $QF5$  и питание потребителей этой секции восстанавливается через  $T2$ .

Эти упрощенные схемы впервые были применены в Латвии в послевоенные годы, а затем распространились по всему Союзу. Достаточно сказать, что стоимость отделителя  $QR$  совместно с короткозамыкателем  $QK$  ниже, чем выключателя, который они заменяют, примерно в 100 раз.

## § 1.5. Расчет токов коротких замыканий

При выполнении курсовых и дипломных проектов, расчеты токов КЗ и остаточных напряжений производятся для выбора аппаратов, проводников, числа заземленных нейтралей в системе, проектирования и настройки релейной защиты и автоматики, выявления влияния высоковольтных линий электропередачи на линии связи и сигнализации и других практических задач.

В электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ расчет токов короткого замыкания должен проводиться согласно ГОСТ 27514—87 [1.21].

Как известно, ток КЗ определяется по выражению

$$I_x = E_x / \sqrt{3} Z_x \quad (1.38)$$

( $E_x$  и  $Z_x$  — суммарные ЭДС и сопротивления схемы замещения). Значения ЭДС, сопротивлений генераторов и нагрузок зависят от рассматриваемого момента времени переходного процесса, начинающегося с момента наступления КЗ.

Точность, а следовательно, и принимаемые допущения зависят от назначения расчетов. Например, точность расчета для выбора релейной защиты и автоматики должна быть выше, чем для выбора оборудования. При всех видах расчетов токов КЗ, если они производятся не с помощью ЭВМ или расчетных столов переменного тока, обычно принимаются следующие допущения: не учитывают электромеханические переходные процессы при продолжительности КЗ, не превышающей 0,5 с; приближенно учитывают нагрузки; учитывают только реактивные сопротивления элементов (для высоковольтных линий могут быть учтены и активные сопротивления увеличения значения  $X_L$  до полного сопротивления линии  $Z_L$ ); пренебрегают намагничивающими токами трансформатора, однако при некоторых конструкциях трансформаторов их учитывают в схемах нулевой последовательности; не учитывают емкостную проводимость линий (для воздушных линий напряжением 110—220 кВ при длине не более 200 км и 330—500 кВ при длине не более 150 км и кабельных линий напряжением ниже 110 кВ) [1.8, 1.21].

Чтобы повысить точность расчетов, некоторые допущения иногда исключаются, например учитывают активные сопротивления элементов и т. д. Расчет с учетом электромеханических переходных процессов производится согласно [1.8, 1.9 и 1.17].

С развитием энергосистем уровень токов короткого замыкания в сетях различного напряжения в той или иной степени возрастает\*. Это ужесточает требования к аппаратам и оборудованию. Поэтому используется ряд методов и средств ограничения токов КЗ [1.13], с тем чтобы уровень токов КЗ не превышал следующих значений: в сетях 110—150 кВ — 31,5 кА; 220—330 кВ — 40 кА; 500—750 кВ — 63 кА [1.5].

В зависимости от сложности схемы и целей расчета токи КЗ допускается определять аналитически, используя эквивалентные схемы замещения; расчетными моделями переменного и постоянного токов; с помощью ЭВМ.

В настоящем пособии рассмотрены применяемые в нашей стране *практические методы* расчета токов КЗ (рис. 1.17), рассмотренные в этом параграфе.

---

\* См.: Неклепаев Б. Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М., 1978.

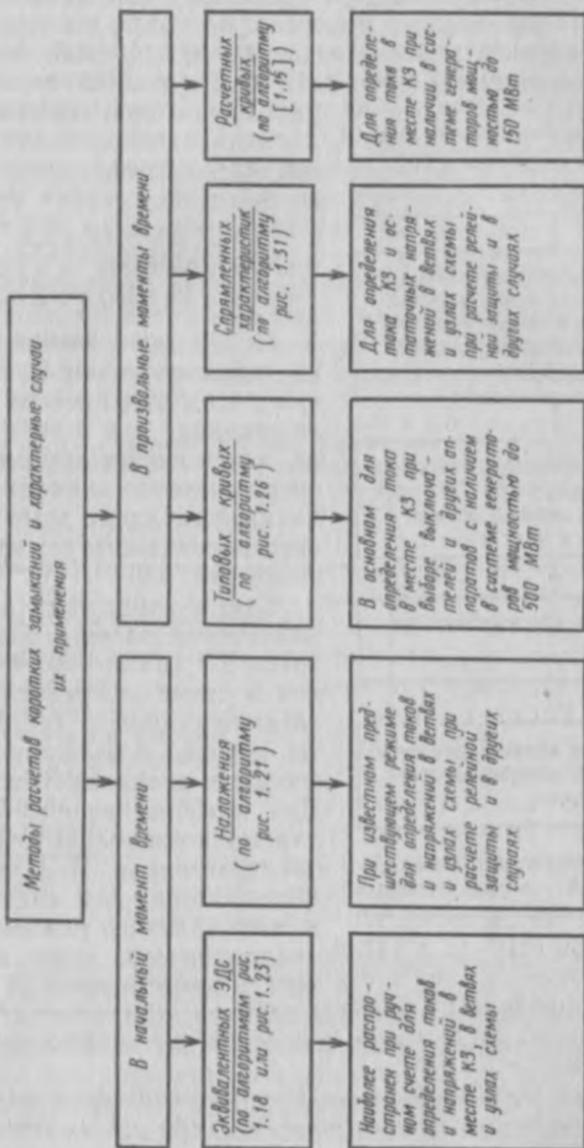


Рис. 1.17. Структурная схема методов

Как известно, ток КЗ определяется по выражению

$$I_k = E_z / \sqrt{3} Z_z \quad (1.38)$$

( $E_z$  и  $Z_z$  — суммарные ЭДС и сопротивления схемы замещения). Значения ЭДС, сопротивлений генераторов и нагрузок зависят от рассматриваемого момента времени переходного процесса, начинающегося с момента наступления КЗ.

Точность, а следовательно, и принимаемые допущения зависят от назначения расчетов. Например, точность расчета для выбора релейной защиты и автоматики должна быть выше, чем для выбора оборудования. При всех видах расчетов токов КЗ, если они производятся не с помощью ЭВМ или расчетных столов переменного тока, обычно принимаются следующие допущения: не учитываются электромеханические переходные процессы при продолжительности КЗ, не превышающей 0,5 с; приближенно учитываются нагрузки; учитываются только реактивные сопротивления элементов (для высоковольтных линий могут быть учтены и активные сопротивления увеличением значения  $X_L$  до полного сопротивления линии  $Z_L$ ); пренебрегают намагничивающими токами трансформатора, однако при некоторых конструкциях трансформаторов их учитывают в схемах нулевой последовательности; не учитываются емкостная проводимость линий (для воздушных линий напряжением 110—220 кВ при длине не более 200 км и 330—500 кВ при длине не более 150 км и кабельных линий напряжением ниже 110 кВ) [1.8, 1.21].

Чтобы повысить точность расчетов, некоторые допущения иногда исключаются, например учитываются активные сопротивления элементов и т. д. Расчет с учетом электромеханических переходных процессов производится согласно [1.8, 1.9 и 1.17].

С развитием энергосистем уровень токов короткого замыкания в сетях различного напряжения в той или иной степени возрастает\*. Это ужесточает требования к аппаратам и оборудованию. Поэтому используется ряд методов и средств ограничения токов КЗ [1.13], с тем чтобы уровень токов КЗ не превышал следующих значений: в сетях 110—150 кВ — 31,5 кА; 220—330 кВ — 40 кА; 500—750 кВ — 63 кА [1.5].

В зависимости от сложности схемы и целей расчета токи КЗ допускается определять: аналитически, используя эквивалентные схемы замещения; расчетными моделями переменного и постоянного токов; с помощью ЭВМ.

В настоящем пособии рассмотрены применяемые в нашей стране *практические методы* расчета токов КЗ (рис. 1.17), рассмотренные в этом параграфе.

---

\* См.: Неклепаев Б. Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М., 1978.

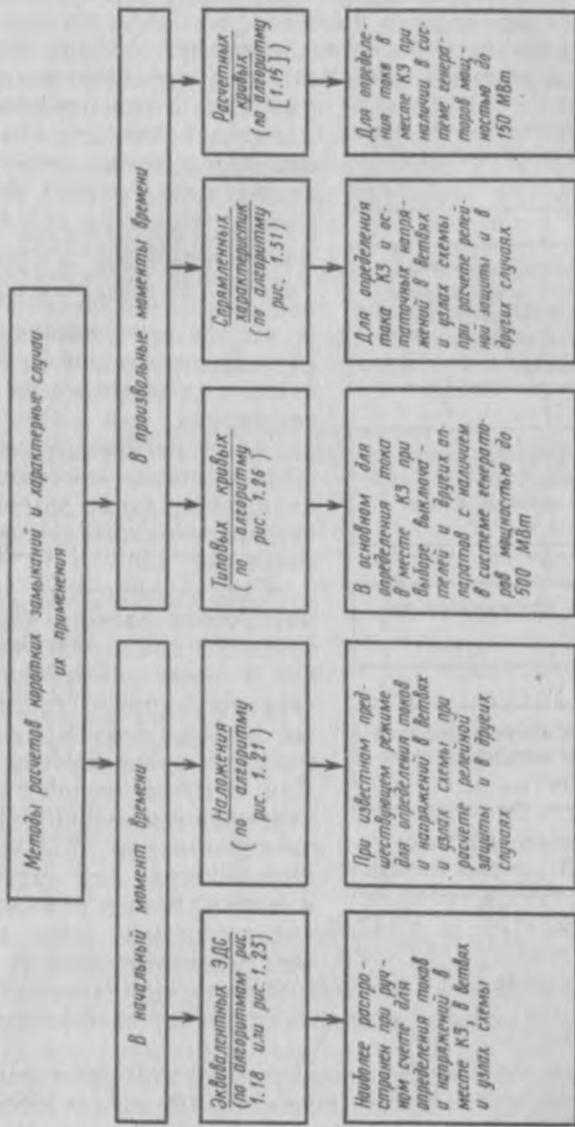
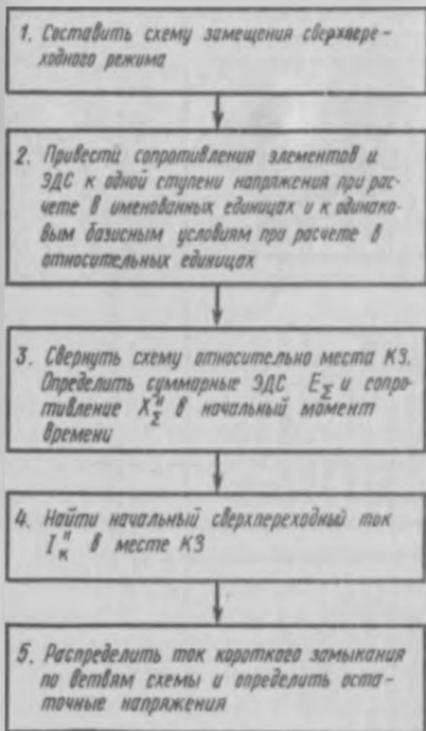


Рис. 1.17. Структурная схема методов

## пределение начального сверхпереходного тока трехфазного короткого замыкания методом эквивалентных ЭДС

Наиболее часто определяются токи коротких замыканий в начальный момент переходного процесса. Алгоритм расчета приведен в рис. 1.18. Результаты расчетов используются для выбора устройств релейной защиты и автоматики, определения сквозного и ударного токов при выборе аппаратов и проводников и в ряде других случаев.



Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.18

1. Для определения начального сверхпереходного периодического тока или в месте короткого замыкания, или в цепи генератора, или в любом другом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима, аналогично рис. 5.5.

Схема замещения зависит от назначения расчета. При расчете токов КЗ для выбора выключателей в схеме учитываются также электростанции и другие элементы, которые в ближайший период вводятся в эксплуатацию [1.11]. Для выбора релейной защиты учитываются только действующие электростанции. При этом расчет выполняется для максимального и минимального режимов работы энергосистемы при включении всех элементов сети [5.1], а так-

Рис. 1.18. Алгоритм определения начальных значений сверхпереходных токов и остаточных напряжений при трехфазном КЗ

же для ряда реально возможных случаев, при которых в максимальном или минимальном режимах отключается один или несколько элементов сети.

Все источники, т. е. генераторы, крупные компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели мощностью 100 кВт и более, а также обобщенная нагрузка вводятся в однолинейную схему замещения своими сверхпереходными параметрами —  $E''$  и  $X''$ . Фазная сверхпереходная ЭДС

$$E_{\phi}'' = U_{40} \pm I_0 X'' \sin \varphi_0, \quad (1.39)$$

где  $U_{\phi 0}$ ,  $I_0$ ,  $\phi_0$  — фазное напряжение, ток и угол сдвига между ними в предшествующем режиме (для синхронных генераторов, двигателей и перевозбужденных синхронных компенсаторов берется знак «+», для асинхронных двигателей — знак «-»).

Для упрощения расчета принимают, что сверхпереходные индуктивные сопротивления по продольной ( $X_d''$ ) и поперечной ( $X_q''$ ) осям одинаковы:  $X_d'' = X_q'' = X''$ . Значения параметров современных генераторов приведены в табл. 1.2, 6.93 и в [1.5 и 1.10].

Если требуется определить ток  $I_k''$  лишь в месте короткого замыкания, то принимаются следующие дополнительные допущения: учитываются только двигательные нагрузки, расположенные в месте короткого замыкания; генераторы, имеющие нагрузку на генераторном напряжении, вводятся в схему замещения ЭДС:  $E_s'' = 1$  (соответствует эквивалентной ЭДС нагруженного генератора и обобщенной нагрузке). Если нет полных данных о действительных значениях сверхпереходных сопротивлений, нагрузке и других параметрах источников, то можно принимать средние значения  $X''$  и  $E''$  (табл. 1.2).

Таблица 1.2. Средние значения параметров (в относительных единицах при номинальных базисных условиях)

Наименование источника	$X_s''$	$E_s''$
Источник неограниченной мощности	0	1,00
Турбогенератор:		
до 100 МВт	0,13	1,08
100—500 МВт	0,20	1,13
Гидрогенератор:		
с демпферной обмоткой	0,20	1,13
без демпферной обмотки	0,27	1,18
Синхронный компенсатор	0,20	1,20
Двигатель:		
синхронный	0,20	1,10
асинхронный	0,20	0,90
Обобщенная нагрузка	0,35	0,85

В современных объединенных энергосистемах (ОЭС) имеются достаточно мощные источники (крупные электростанции или энергосистемы), электрически удаленные от места КЗ или от ветви, в которой определяется ток. Напряжение в месте подключения такого источника неограниченной мощности практически остается неизменным (сопротивление источников в общем сопротивлении ОЭС меньше 5—10%) и его ЭДС в относительных единицах принимают равными единице, в именованных — номинальному напряжению, а сопротивление — равным нулю.

Для более близко расположенных источников иногда отсутствуют данные о сопротивлениях, но известны ток  $I''_{к.с}$  или мощность

## Определение начального сверхпереходного тока трехфазного короткого замыкания методом эквивалентных ЭДС

Наиболее часто определяются токи коротких замыканий в начальный момент переходного процесса. Алгоритм расчета приведен на рис. 1.18. Результаты расчетов используются для выбора устройств релейной защиты и автоматики, определения сквозного и ударного токов при выборе аппаратов и проводников и в ряде других случаев.

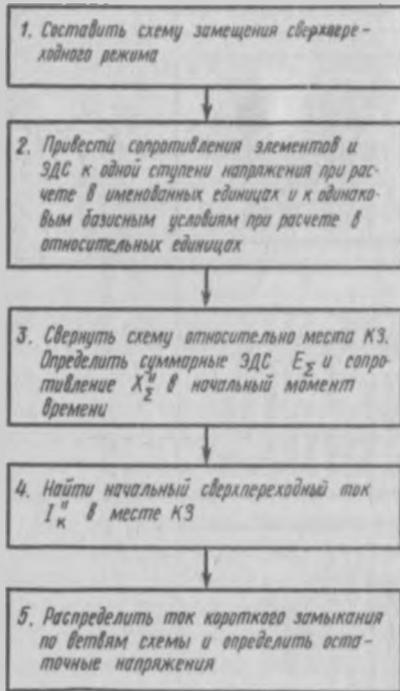


Рис. 1.18. Алгоритм определения начальных значений сверхпереходных токов и остаточных напряжений при трехфазном КЗ

же для ряда реально возможных случаев, при которых в максимальном или минимальном режимах отключается один или несколько элементов сети.

Все источники, т. е. генераторы, крупные компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели мощностью 100 кВт и более, а также обобщенная нагрузка вводятся в однолинейную схему замещения своими сверхпереходными параметрами —  $E''$  и  $X''$ . Фазная сверхпереходная ЭДС

$$E_{\phi}^* = U_{\phi 0} \pm I_0 X'' \sin \varphi_0, \quad (1.39)$$

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.18

1. Для определения начального сверхпереходного периодического тока или в месте короткого замыкания, или в цепи генератора, или в любом другом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима, аналогично рис. 5.5.

Схема замещения зависит от назначения расчета. При расчете токов КЗ для выбора выключателей в схеме учитываются также электростанции и другие элементы, которые в ближайший период вводятся в эксплуатацию [1.11]. Для выбора релейной защиты учитываются только действующие электростанции. При этом расчет выполняется для максимального и минимального режимов работы энергосистемы при включении всех элементов сети [5.1], а также

где  $U_0$ ,  $I_0$ ,  $\varphi_0$  — фазное напряжение, ток и угол сдвига между ними в предшествующем режиме (для синхронных генераторов, двигателей и перевозбужденных синхронных компенсаторов берется знак «+», для асинхронных двигателей — знак «-»).

Для упрощения расчета принимают, что сверхпереходные индуктивные сопротивления по продольной ( $X_d''$ ) и поперечной ( $X_q''$ ) осям одинаковы:  $X_d'' = X_q'' = X''$ . Значения параметров современных генераторов приведены в табл. 1.2, 6.93 и в [1.5 и 1.10].

Если требуется определить ток  $I_k''$  лишь в месте короткого замыкания, то принимаются следующие дополнительные допущения: учитываются только двигательные нагрузки, расположенные в месте короткого замыкания; генераторы, имеющие нагрузку на генераторном напряжении, вводятся в схему замещения ЭДС:  $E_g'' = 1$  (соответствует эквивалентной ЭДС нагруженного генератора и обобщенной нагрузке). Если нет полных данных о действительных значениях сверхпереходных сопротивлений, нагрузке и других параметрах источников, то можно принимать средние значения  $X''$  и  $E''$  (табл. 1.2).

Таблица 1.2. Средние значения параметров (в относительных единицах при номинальных базисных условиях)

Наименование источника	$X_g''$	$E_g''$
Источник неограниченной мощности	0	1,00
Турбогенератор:		
до 100 МВт	0,13	1,08
100—500 МВт	0,20	1,13
Гидрогенератор:		
с демпферной обмоткой	0,20	1,13
без демпферной обмотки	0,27	1,18
Синхронный компенсатор	0,20	1,20
Двигатель:		
синхронный	0,20	1,10
асинхронный	0,20	0,90
Обобщенная нагрузка	0,35	0,85

В современных объединенных энергосистемах (ОЭС) имеются достаточно мощные источники (крупные электростанции или энергосистемы), электрически удаленные от места КЗ или от ветви, в которой определяется ток. Напряжение в месте подключения такого источника неограниченной мощности практически остается неизменным (сопротивление источников в общем сопротивлении ОЭС меньше 5—10%) и его ЭДС в относительных единицах принимают равными единице, в именованных — номинальному напряжению, а сопротивление — равным нулю.

Для более близко расположенных источников иногда отсутствуют данные о сопротивлениях, но известны ток  $I''_{кв}$  или мощность

$S''_{к.с}$  короткого замыкания в сети. В этом случае решается обратная задача — по известным  $I''_{к.с}$  или  $S''_{к.с}$  находится сопротивление источника (этой системы)  $X''_{с.с}$  (или  $X''_{с.б}$ ) по выражениям табл. 1.3.

Таблица 1.3. Выражения сопротивлений в именованных и относительных единицах

Наименование элемента	В именованных единицах	В относительных единицах
Любая синхронная или асинхронная машина, обобщенная нагрузка	$X'' = X''_* \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном}}$	$X''_{с.б} = X''_* \frac{S_б}{S_{ном}}$
Трансформатор	$X_{тр} = \frac{u_{к\%}}{100} \times \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{тр.ном}}$	$X_{тр.б} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр.ном}}$
Реактор	$X_p = \frac{X_{\%}}{100} \times \frac{U_{р.ном}}{\sqrt{3}I_{р.ном}}$	$X_{р.б} = \frac{X_{\%} I_б U_{р.ном}}{100 I_{р.ном} U_{ср.ном}}$
Воздушная или кабельная линия	$X_{л} = X_{1км} l_{км}$ $R_{л} = R_{1км} l_{км}$	$X_{л.б} = X_{1км} l_{км} \frac{S_б}{U_{ср.ном}^2}$ $R_{л.б} = R_{1км} l_{км} \frac{S_б}{U_{ср.ном}^2}$
Система:		
а) при известном токе КЗ	$X''_{с.с} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}I''_{к.с}}$	$X''_{с.б} = \frac{I_б}{I''_{к.с}}$
б) при известной мощности КЗ	$X''_{с.с} = \frac{U_{ср.ном}^2}{S''_{к.с}}$	$X''_{с.б} = \frac{S_б}{S''_{к.с}}$

Примечание. Величина  $X''_*$  — сопротивление элемента, выраженное в относительных единицах, при номинальных условиях;  $X''_{с.б}$  — сопротивление элемента, выраженное в относительных единицах, при базисных условиях.

Если  $I''_{к.с}$  или  $S''_{к.с}$  не известны, то реактивность системы можно приближенно оценить из условия предельного использования высоковольтного выключателя, установленного в данном узле системы, т. е. принимая  $I''_{к.с} = I_{откл}$  или  $S''_{к.с} = S_{откл}$ .

В схемы замещения вводятся также все остальные элементы (трансформаторы, линии, реакторы и т. д.), через которые место КЗ связано с источниками.

2. При расчете в именованных единицах сопротивления всех элементов приводятся к *одному напряжению*, как правило, к напряжению ступени короткого замыкания. При расчете в относительных единицах сопротивления всех элементов приводятся к *одним и тем же базисным условиям*.

В табл. 1.3 приведены выражения для перевода сопротивлений в именованные или относительные единицы при неучете действительных коэффициентов трансформации (используются средние номинальные напряжения соответствующих ступеней). Последнее позволяет значительно упростить приведение к одной ступени напряжения. Приведенное сопротивление

$$\dot{X} = X U_{\text{ср. ном. I}}^2 / U_{\text{ср. ном. II}}^2 \quad (1.40)$$

где  $X$  — сопротивление рассматриваемого элемента в именованных единицах на той ступени, на которой находится элемент;  $U_{\text{ср. ном. I}}$ ,  $U_{\text{ср. ном. II}}$  — соответственно средние номинальные напряжения ступени приведения и ступени, на которой находится элемент.

При этом используются следующие значения средних напряжений  $U_{\text{ср. ном.}}$ : 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 400; 515; 770; 1150 кВ.

При более точных расчетах учитываются действительные коэффициенты трансформации [1.8, 1.21]. Тогда

$$\dot{X} = X k_1^2 k_2^2 k_3^2, \quad (1.40a)$$

где  $k_1, k_2, k_3$  — коэффициенты трансформации трансформаторов, расположенных между ступенью приведения и ступенью, на которой находится элемент.

Коэффициент трансформации определяется как отношение напряжений холостого хода обмоток трансформаторов с учетом уставленного ответвления:

$$k = \frac{U_{\text{сторона, к которой производится приведение}}}{U_{\text{сторона, с которой производится приведение}}} \quad (1.41)$$

Если сопротивление приводится к более высокому напряжению, то оно *увеличивается*, а если приводится к более низкому — *уменьшается*.

На схеме замещения сопротивления элементов обозначаются порядковыми номерами, которые проставляются в числителе. В знаменателе указываются значения сопротивлений, приведенных к одной ступени напряжения или к одинаковым базисным условиям (см. рис. 1.30, б).

3. Место короткого замыкания выбирается в зависимости от назначения расчета (для выбора высоковольтных выключателей, разъединителей, разрядников, схем электростанций и подстанций; выбора и настройки устройств релейной защиты и автоматики, а также определения влияния на линии связи и т. д.) [1.8, 1.11, 1.19, 1.20, 5.2, 5.4].

При выборе выключателя определяются наибольшие величины тока КЗ. Принимается, что короткое замыкание произошло непосредственно у выводов выключателя. Значительно большее разнообразие в определении места КЗ имеется при выборе и настройке устройств релейной защиты (см. гл. 5). Так, при выборе защиты линии место короткого замыкания принимается поочередно в ряде точек защищаемой линии, а также за ближайшим элементом прилегающей сети, т. е. понижающим или повышающим трансформатором.

Составив схему замещения, далее следует ее преобразовать (свернуть) относительно места КЗ по методу эквивалентных ЭДС. При этом определяются эквивалентная ЭДС всей схемы  $E_z''$  и суммарное эквивалентное сопротивление  $X_z''$  [1.8].

4. Начальный сверхпереходный ток в месте КЗ находится по выражениям:

а) при расчете в именованных единицах, кА,

$$I_k^* = E_z^* / (\sqrt{3} X_z^*) = E_{\phi z}^* / X_z'', \quad (1.42)$$

где  $E_z''$ ,  $E_{\phi z}''$  — соответственно линейное и фазное значения эквивалентной ЭДС схемы замещения, кВ;  $X_z''$  — суммарное эквивалентное сопротивление, Ом;

б) при расчете в относительных единицах

$$I_k^* = I_{k*}^* I_6 = \frac{E_{z*}^*}{X_{z*6}^*} \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{\text{ср.ном}}}, \quad (1.43)$$

где  $I_{k*}^*$  — ток в месте КЗ, о. е.;  $I_6$  — базисный ток ступени короткого замыкания, кА;  $E_{z*}''$  и  $X_{z*6}''$  — эквивалентная ЭДС и суммарное сопротивление схемы замещения при принятых базисных условиях, о. е.;  $S_6$  — принятая базисная мощность, МВ·А;  $U_{\text{ср.ном}}$  — среднее номинальное напряжение ступени короткого замыкания, кВ.

Эквивалентная ЭДС в именованных единицах близка к номинальному напряжению  $U_{\text{ср.ном}}$ , а в относительных единицах — к единице. Поэтому в приближенных расчетах можно не определять эквивалентную ЭДС, а принимать ее равной соответственно  $E_z'' = U_{\text{ср.ном}}$  и  $E_{z*}'' = 1$ . Тогда выражения для токов при расчете в именованных и относительных единицах принимают соответственно вид:

$$I_k^* = U_{\text{ср.ном}} (\sqrt{3} X_z^*) = U_{\phi, \text{ср.ном}} / X_z'', \quad (1.44)$$

$$I_k^* = I_{k*}^* I_6 = I_6 / X_{z*6}^*, \quad (1.45)$$

5. Для определения токов в генераторах или любых других элементах системы, а также для определения остаточных напряжений производится распределение тока КЗ  $I_K''$  по ветвям схемы. Вначале определяется остаточное напряжение у близлежащего к месту КЗ узла. Затем находится разность потенциалов между определенным источником и указанным узлом. Это позволяет определить ток в следующей ветви и остаточное напряжение в следующем узле (рис. 1.19).

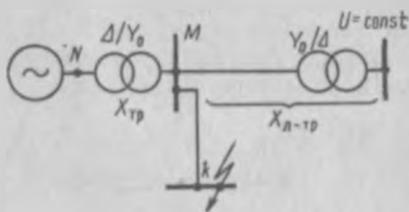


Рис. 1.19. Схема рассматриваемой энергосистемы

Токи короткого замыкания по ветвям схемы требуется распределять, например, при расчете токов в произвольные моменты времени переходного процесса по типовым кривым.

Для использования кривых необходимо знать кроме тока в месте КЗ  $I_K''$  также начальный ток в близлежащем генераторе (генераторах)  $I_r''$  [1.10].

Определение минимальных значений остаточных напряжений на шинах подстанций и электростанций при трехфазном КЗ производится, например, при выборе основной защиты от междуфазных коротких замыканий. Так, в большинстве случаев, если при коротком замыкании в конце линии остаточное напряжение начального момента времени в начале линии ниже  $0,6 U_{ср.ном}$ , то для обеспечения динамической устойчивости системы необходимо применение быстродействующей защиты [1.9, 5.2].

#### Определение начального сверхпереходного тока короткого замыкания методом наложения

В эксплуатационных задачах часто бывают известными токи и напряжения режима, предшествующего короткому замыканию. В этих случаях начальный ток КЗ удобно находить методом наложения двух режимов — предшествующего нагрузочного и собственно аварийного (рис. 1.20). Ток КЗ в любом элементе рассматриваемой схемы

$$I^* = I_{пред} + I_{ав} \quad (1.46)$$

где  $I_{пред}$  и  $I_{ав}$  — токи в ветвях предшествующего и собственно аварийного режимов.

Аналогично определяются и остаточные напряжения в произвольной точке сети:

$$\dot{U} = \dot{U}_{пред} + \dot{U}_{ав} \quad (1.47)$$

где  $\dot{U}_{пред}$  — напряжение предшествующего режима;  $\dot{U}_{ав}$  — аварийная составляющая напряжения;  $\dot{U}_{ав} < 0$ .

Алгоритм расчета методом наложения приведен на рис. 1.21.

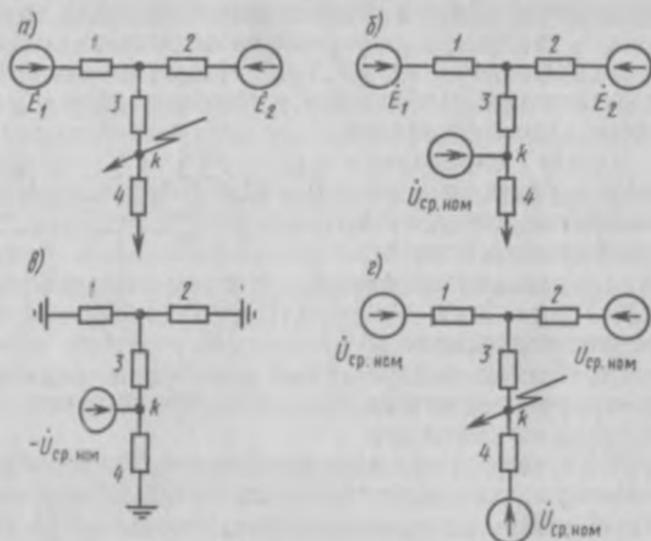


Рис. 1.20. Расчет токов короткого замыкания методом наложения:

а — режим КЗ; б — предшествующий нагрузочный режим; в — собственно аварийный режим; г — собственно аварийный режим с перемещенными источниками

1. Составить схему замещения сверхпереходного режима (без ЭДС), рассчитать сопротивления всех элементов в именованных единицах и определить результирующее сопротивление схемы относительно места КЗ  $X_{\Sigma}^n$  (см рис 1.20, а)

2. Определить предшествующие токи и напряжения в ветвях и узлах исходной схемы без КЗ;  $I_{пред}$  и  $U_{пред}$  (см рис 1.20, б) (обычно известны)

3. Вычислить ток, принимая, что в месте КЗ приложено предшествующее напряжение, а ЭДС всех генераторов и источников равны нулю (см рис 1.20, в)

4. Рассчитать аварийные составляющие токов и остаточных напряжений в ветвях и узлах схемы  $I_{ав}$  и  $U_{ав}$  (распределить ток  $I_n$  в схеме см рис 1.20, г)

5. Определить токи КЗ в ветвях и остаточные напряжения в узлах схемы (см рис 1.20, а)

$$\dot{I} = \dot{I}_{пред} + \dot{I}_{ав}, \quad \dot{U} = \dot{U}_{пред} + \dot{U}_{ав}$$

Рис. 1.21. Алгоритм расчета трехфазного КЗ методом наложения

1. Схема замещения составляется в соответствии с п. 1 рис. 1.18, но без ЭДС. Все электрические машины вводятся сверхпереходными параметрами (см. табл. 1.2). Сопротивления элементов схемы замещения определяются согласно выражениям, приведенным в табл. 1.3, и в соответствии с указаниями п. 1 алгоритма, приведенного на рис. 1.18.

Результирующее сопротивление  $X_z''$  относительно места КЗ определяется путем преобразования (эквивалентирования) схемы замещения (см. рис. 1.20, в). При этом принимается, что ЭДС всех генераторных и нагрузочных ветвей одинаковы.

2. Токи  $I_{пред}$  и напряжения  $U_{пред}$  предшествующего режима, как правило, бывают известными. При отсутствии данных о токах и напряжениях в ветвях и узлах схемы предшествующего нагрузочного режима их можно определить согласно алгоритму, приведенному на рис. 3.2.

3. Эквивалентная ЭДС всей сети (см. рис. 1.20, г) равна напряжению в месте короткого замыкания в предшествующем нагрузочном режиме:  $E_{экв} = U_{пред} \approx U_{ср.ном}$ . Поэтому при известном результирующем сопротивлении  $X_z''$  или  $Z_z$  (в омах) относительно места КЗ ток собственно аварийного режима, кА,

$$I_z^* = \dot{U}_{пред} / (\sqrt{3} X_z'') \approx \dot{U}_{ср.ном} / (\sqrt{3} X_z''). \quad (1.48)$$

Значение  $U_{пред}$  определено по п. 2.

Если требуется определить не только ток в месте КЗ, но токи и остаточные напряжения в ветвях и узлах схемы, то расчет продолжается по п. 4, 5.

4. Для определения аварийных составляющих токов  $I_{ав}$ , которые обычно намного больше, чем токи предшествующего режима, производится распределение по ветвям схемы тока, найденного в п. 3.

Ток представляет собой величину, обратно пропорциональную сопротивлениям соответствующих ветвей, так как он распределяется в схеме (см. рис. 1.20, в), где напряжение приложено только в месте короткого замыкания, а во всех генераторах и нагрузочных ветвях ЭДС равны нулю.

Аварийные составляющие напряжений  $U_{ав}$  также определяются исходя из схемы собственно аварийного режима (см. рис. 1.20, в), где в месте КЗ напряжение равно  $\dot{U}_{пред}$  или  $U_{ср.ном}$  с обратным знаком. Чтобы определить  $U_{ав}$ , следует учесть падение напряжения в элементах схемы от аварийных составляющих тока:

$$U_{ав} = -\dot{U}_{пред} + I_{ав} X. \quad (1.49)$$

По мере удаления от места КЗ аварийная составляющая напряжения по абсолютной величине уменьшается.

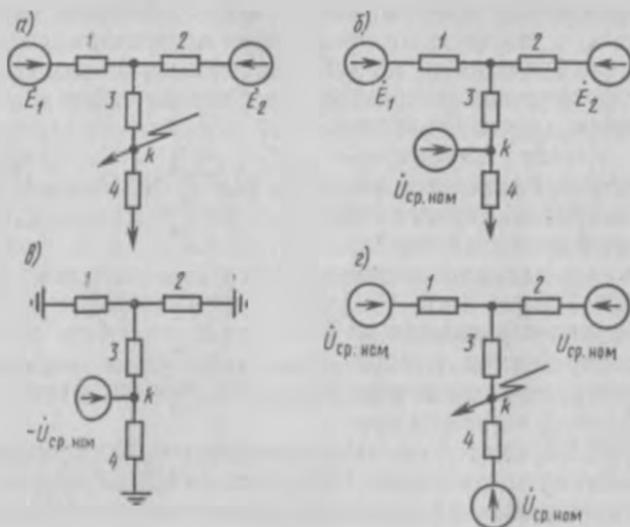


Рис. 1.20. Расчет токов короткого замыкания методом наложения:

а — режим КЗ; б — предшествующий нагрузочный режим; в — собственно аварийный режим; г — собственно аварийный режим с перенесенными источниками

1. Составить схему замещения сверхпереходного режима (без ЭДС), рассчитать сопротивление всех элементов в именованных единицах и определить результирующее сопротивление схемы относительно места КЗ  $X_{\Sigma}''$  (см. рис. 1.20, б)

2. Определить предшествующие токи и напряжения в ветвях и узлах исходной схемы без КЗ;  $I_{пред}$  и  $U_{пред}$  (см. рис. 1.20, в) (обычно известны)

3. Вычислить ток, принимая, что в месте КЗ приложено предшествующее напряжение, а ЭДС всех генераторов и нагрузок равны нулю (см. рис. 1.20, г)

4. Рассчитать аварийные составляющие токов и остаточных напряжений в ветвях и узлах схемы  $I_{ав}$  и  $U_{ав}$  (распределить ток  $I_K$  в схеме рис. 1.20, в)

5. Определить токи КЗ в ветвях и остаточные напряжения в узлах схемы (см. рис. 1.20, а)

$$\dot{I} = \dot{I}_{пред} + \dot{I}_{ав}; \quad \dot{U} = \dot{U}_{пред} + \dot{U}_{ав}$$

Рис. 1.21. Алгоритм расчета трехфазного КЗ методом наложения

Пояснения по выполнению алгоритма,  
приведенного на рис. 1.21

1. Схема замещения составляется в соответствии с п. 1 рис. 1.18, но без ЭДС. Все электрические машины вводятся сверхпереходными параметрами (см. табл. 1.2). Сопротивления элементов схемы замещения определяются согласно выражениям, приведенным в табл. 1.3, и в соответствии с указаниями п. 1 алгоритма, приведенного на рис. 1.18.

Результирующее сопротивление  $X_z''$  относительно места КЗ определяется путем преобразования (эквивалентирования) схемы замещения (см. рис. 1.20, в). При этом принимается, что ЭДС всех генераторных и нагрузочных ветвей одинаковы.

2. Токи  $I_{пред}$  и напряжения  $U_{пред}$  предшествующего режима, как правило, бывают известными. При отсутствии данных о токах и напряжениях в ветвях и узлах схемы предшествующего нагрузочного режима их можно определить согласно алгоритму, приведенному на рис. 3.2.

3. Эквивалентная ЭДС всей сети (см. рис. 1.20, г) равна напряжению в месте короткого замыкания в предшествующем нагрузочном режиме:  $E_{экр} = U_{пред} \approx U_{ср.ном}$ . Поэтому при известном результирующем сопротивлении  $X''_z$  или  $Z_z$  (в омах) относительно места КЗ ток собственно аварийного режима, кА,

$$I'_z = U_{пред} / (\sqrt{3} X''_z) \approx U_{ср.ном} / (\sqrt{3} X''_z). \quad (1.48)$$

Значение  $U_{пред}$  определено по п. 2.

Если требуется определить не только ток в месте КЗ, но токи и остаточные напряжения в ветвях и узлах схемы, то расчет продолжается по п. 4, 5.

4. Для определения аварийных составляющих токов  $I_{ав}$ , которые обычно намного больше, чем токи предшествующего режима, производится распределение по ветвям схемы тока, найденного в п. 3.

Ток представляет собой величину, обратно пропорциональную сопротивлениям соответствующих ветвей, так как он распределяется в схеме (см. рис. 1.20, в), где напряжение приложено только в месте короткого замыкания, а во всех генераторах и нагрузочных ветвях ЭДС равны нулю.

Аварийные составляющие напряжений  $U_{ав}$  также определяются исходя из схемы собственно аварийного режима (см. рис. 1.20, в), где в месте КЗ напряжение равно  $U_{пред}$  или  $U_{ср.ном}$  с обратным знаком. Чтобы определить  $U_{ав}$ , следует учесть падение напряжения в элементах схемы от аварийных составляющих тока:

$$U_{ав} = -U_{пред} + I_{ав} X. \quad (1.49)$$

По мере удаления от места КЗ аварийная составляющая напряжения по абсолютной величине уменьшается.

Б. Токи короткого замыкания  $I$  и остаточные напряжения  $\dot{U}$  в ветвях и узлах находятся на основании определенных в п. 2 и 4 токов и напряжений предшествующего и аварийного режимов.

Собственно аварийный режим (п. 3) рассматривается, как правило, для чисто индуктивной схемы. В то же время предшествующий режим в большинстве случаев соответствует полным сопротивлениям элементов. Поэтому суммирование по (1.46) и (1.47) принципиально неточно, однако для практических целей вполне допустимо.

Имеются также другие приемы метода наложения [1.8].

При обычной форме наложения, применяемой иногда при использовании расчетных столов, предполагается, что рассматриваемый действительный режим можно получить как результат наложения ряда самостоятельных условных режимов. Последнее принимается в предположении, что в схеме действует только один источник (электростанция), т. е. имеется одна ЭДС. При этом все элементы схемы остаются включенными, а все остальные ЭДС принимаются равными нулю. В этом случае, например, ток в любой ветви определяется как  $I = I_{k1} + I_{k2} + \dots + I_{kn}$  (знаки принимаются с учетом направления токов).

Используется также прием применения собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей. В этом случае ток в любой ветви, в которой отсутствует источник,

$$I_n = \frac{\dot{E}_1}{Z_{1n}} + \frac{\dot{E}_2}{Z_{2n}} + \dots + \frac{\dot{E}_n}{Z_{nn}} = \dot{E}_1 Y_{1n} + \dot{E}_2 Y_{2n} + \dots + \dot{E}_n Y_{nn},$$

где  $\dot{E}_1, \dot{E}_2, \dots, \dot{E}_n$  — ЭДС соответствующих источников;  $Z_{1n}, Z_{2n}, \dots, Z_{nn}$  и  $Y_{1n}, Y_{2n}, \dots, Y_{nn}$  — соответственно собственные и взаимные сопротивления и проводимости имеющихся источников схемы.

### Определение начального тока несимметричного короткого замыкания

В современных энергосистемах токи несимметричных коротких замыканий часто превышают токи трехфазного КЗ. Поэтому для ряда задач (например, выбора аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики) приходится определять токи несимметричных коротких замыканий.

При расчете тока несимметричного КЗ используется метод симметричных составляющих. Согласно правилу эквивалентности прямой последовательности ток прямой последовательности в месте короткого замыкания  $I_{k1}$  находится как ток трехфазного короткого замыкания. При этом место КЗ условно принимается за дополнительным сопротивлением  $X_{\Delta}^{(n)}$  [1.8, 1.21]. Величина  $X_{\Delta}^{(n)}$  зависит от вида короткого замыкания (рис. 1.22).

По току прямой последовательности можно определить полный ток в поврежденной фазе в месте короткого замыкания (рис. 1.23), а также составляющие токов обратной  $I_{k2}$  и нулевой  $I_{k0}$  последовательностей (см. рис. 1.22).

Для определения полных токов и напряжений в заданных ветвях и узлах схемы производится распределение токов соответствующих последовательностей в схемах этих же последовательностей, а затем

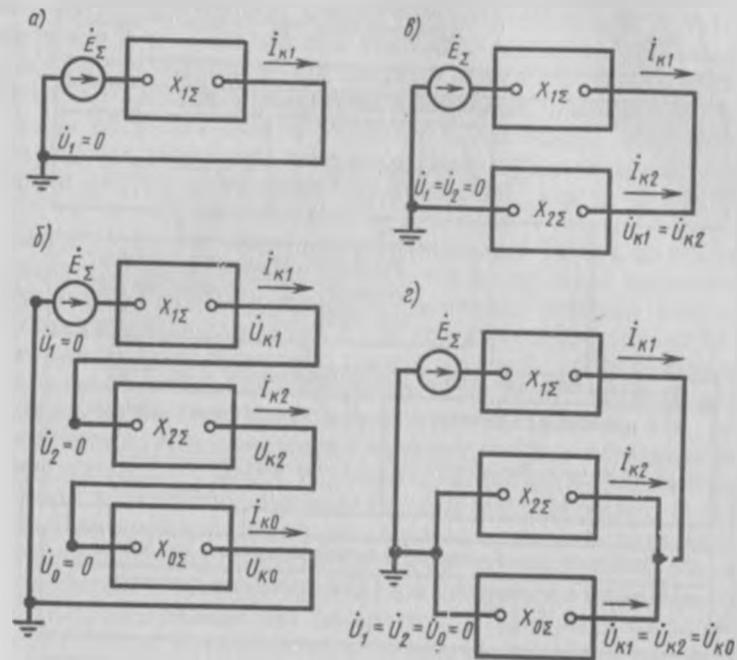


Рис. 1.22. Комплексные схемы замещения:

а — для трехфазного КЗ; б — для однофазного; в — для двухфазного; г — для двухфазного КЗ на землю

аналитическое или графическое суммирование составляющих. Как и при трехфазном коротком замыкании, составляются однолинейные схемы замещения (для одной фазы). За расчетную (особую) принимается фаза, находящаяся в условиях, отличных от двух других. Например, при двухфазном КЗ за особую (расчетную) фазу принимается неповрежденная фаза, называемая обычно фазой А.

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.23

1. Составление схем замещения начинают со схемы прямой последовательности (п. 1а), которая по конфигурации и сопротивлениям элементов полностью соответствует схеме трехфазного КЗ

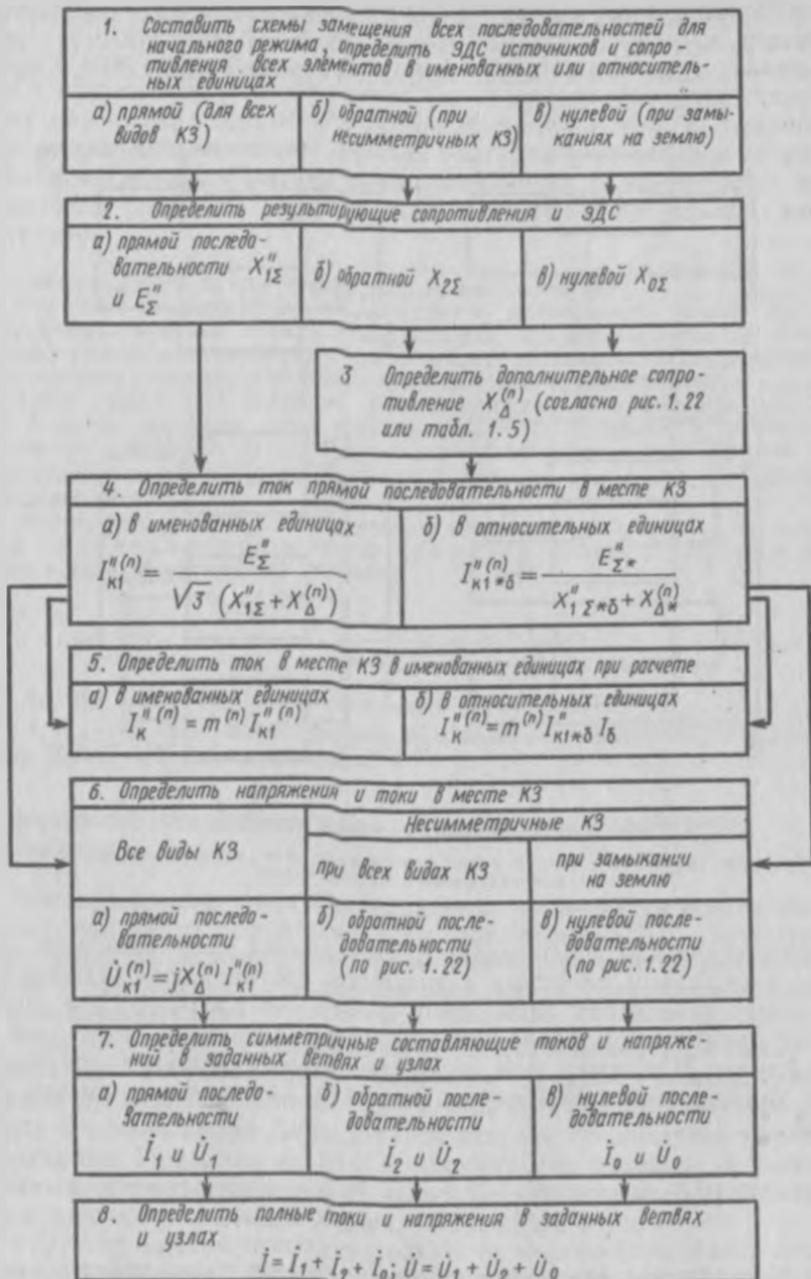


Рис. 1.23. Алгоритмы определения начальных значений токов и остаточных напряжений при трехфазном и несимметричном КЗ

(см. п. 1 алгоритма рис. 1.18). Пример схемы прямой последовательности приведен на рис. 5.5.

Схема обратной последовательности (п. 1б) аналогична схеме прямой последовательности, за исключением сопротивлений синхронных и асинхронных машин — для генераторов  $X_2 = 1,22 X_d''$ , для нагрузки  $X_{2H} = 0,35$  в относительных единицах при полной рабочей мощности. Чтобы не составлять схему обратной последовательности, в практических расчетах иногда принимают  $X_2 = X_d''$ . Параметры нагрузки можно учесть и более точно. Рекомендуемые в этом случае значения сопротивлений прямой и обратной последовательностей элементов комплексной нагрузки приведены в [1.21].

Схема нулевой последовательности (п. 1в) резко отличается от предыдущих схем. Распределение токов нулевой последовательности зависит от схемы соединения обмоток, режима нейтралей и конструкции трансформаторов. Если трансформатор имеет обмотку, соединенную «треугольником», то ток нулевой последовательности протекает по обмотке, соединенной в «звезду», трансформируясь и замыкаясь в обмотке, соединенной «треугольником».

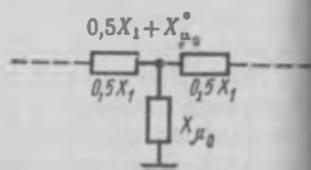
Построение схемы замещения нулевой последовательности целесообразно начинать с места короткого замыкания. Элементы, через которые ток нулевой последовательности не протекает, в схему не вводятся. Для циркуляции токов нулевой последовательности на рассматриваемой электрической ступени должно быть не меньше двух соединений с землей. За нулевой потенциал принимается потенциал за сопротивлениями элементов, в которых заканчивается циркуляция токов. Сопротивление заземления нейтралей трансформаторов, генераторов, двигателей вводится в схему нулевой последовательности *утроенной* величиной и включается *последовательно* с сопротивлением соответствующего элемента.

Значения сопротивлений нулевой последовательности некоторых элементов схемы замещения, выраженные через сопротивления прямой последовательности, приведены в табл. 1.4.

2. После составления схем замещения производится их преобразование (свертывание) относительно места КЗ. Определяются результирующая ЭДС  $E_x''$  прямой последовательности и суммарные сопротивления всех последовательностей —  $X''_{1x}$ ,  $X_{2x}$  и  $X_{0x}$ . При упрощении схем путем преобразования следует учитывать, что в каждой схеме в месте короткого замыкания приложены соответственно напряжения прямой  $U_{к1}$ , обратной  $U_{к2}$  и нулевой  $U_{к0}$  последовательностей, значения которых еще предстоит определить. Поэтому все нагрузочные ветви объединяются с генераторными ветвями в общую точку, называемую *началом схемы* соответствующей последовательности. *Концом* является место короткого замыкания. В схемах обратной и нулевой последовательностей напряжение приложено только в месте КЗ, а в начале потенциал равен нулю (см. рис. 1.22, 5.5 и 5.6).

Таблица 1.4. Сопротивления нулевой последовательности  $X_0$  элементов схемы замещения, выраженные через сопротивления прямой последовательности  $X_1$

Элементы схемы	Сопротивление $X_1$
Линия одноцепная:	
без тросов	$3,5X_1$
со стальными тросами	$3,0X_1$
с хорошо проводящими тросами	$2,0X_1$
Линия двухцепная:	
без тросов	$5,5X_1$
со стальными тросами	$4,7X_1$
с хорошо проводящими тросами	$3,0X_1$
Трехжильные кабели	$(3,5-4,6) X_1$
Реакторы	$X_1$
Генераторы	$(0,15-0,6) X_d''$
Трансформатор:	
двухобмоточный любого типа с соединением обмоток $Y_0/\Delta$	$X_1$
трехстержневой с соединением обмоток $Y_0/Y$	
трехстержневой с соединением обмоток $Y_0/Y_0$	
Трехфазная группа, состоящая из однофазных трансформаторов; трехфазный четырех- или пятистержневой трансформатор с соединением обмоток $Y_0/Y$	$\infty$
То же, с соединением обмоток $Y_0/Y_0$	$X_1$



\* Сопротивление намагничивания нулевой последовательности  $X_{\mu_0} = (0,3+1,0) X_{\mu_1}$ .

В расчетах токов КЗ часто принимают  $X_{\mu_0} = \infty$ .

Эквивалентная ЭДС для начального сверхпереходного режима равна напряжению, предшествующему короткому замыканию в рассматриваемой точке короткого замыкания. Следовательно, ЭДС может быть принята равной среднему номинальному напряжению:  $E_{\Sigma}'' \approx U_{\text{ср.ном}}$ .

При дополнительных упрощениях схему обратной последовательности не составляют, а с достаточной точностью принимают  $X_{2\Sigma} = X''_{1\Sigma}$ .

Схемы обратной и нулевой последовательности и их результирующие сопротивления не зависят от вида короткого замыкания и продолжительности переходного процесса.

Расчет по п. 3, 4 и 5 проводится согласно рис. 1.23.

Значения коэффициента  $m^{(n)}$ , зависящего от соотношения между полным током поврежденной фазы и током прямой последовательности в месте КЗ, а также дополнительного сопротивления, приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5. Значения дополнительного сопротивления  $X_{\Sigma}^{(n)}$  и коэффициента  $m^{(n)}$  при различных видах КЗ

Вид КЗ	$X_{\Sigma}^{(n)}$	$m^{(n)}$
Трёхфазное <sup>(1)</sup>	0	1
Двухфазное <sup>(2)</sup>	$X_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Однофазное <sup>(1)</sup>	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	3
Двухфазное на землю <sup>(1,1)</sup>	$\frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

Ток двухфазного КЗ, удаленного от генератора, обычно определяется как доля тока трёхфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \sqrt{3} I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{E_K^*}{2X_{1\Sigma}^*} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)} = 0,87 I_K^{(3)}. \quad (1.50)$$

Ток обратной последовательности при этом виде короткого замыкания составляет половину тока трёхфазного короткого замыкания в этой же точке сети и равен току прямой последовательности приведенному на рис. 1.23, а и 1.22.

6. Напряжения поврежденных и неповрежденных фаз в месте несимметричного КЗ находятся суммированием симметричных составляющих напряжений [см. (1.51) — (1.59)]. Последние определяются по току прямой последовательности согласно алгоритму, приведенному на рис. 1.23, а и 1.22.

С учетом сказанного выражения для фазных напряжений принимают следующий вид:

при двухфазном КЗ между фазами В и С

$$\dot{U}_{KA}^{(2)} = \dot{U}_{KA1}^{(2)} + \dot{U}_{KA2}^{(2)} = 2\dot{U}_{KA1}^{(2)} = 2jx_{2\Sigma} \dot{I}_{K1}^{(2)}; \quad (1.51)$$

$$\dot{U}_{KB}^{(2)} = \dot{U}_{KC}^{(2)} = a^2 \dot{U}_{KA1}^{(2)} + a \dot{U}_{KA2}^{(2)} = -\dot{U}_{KA1}^{(2)} = \frac{1}{2} \dot{U}_{KA}^{(2)}; \quad (1.52)$$

при однофазном КЗ в фазе А

$$\dot{U}_{KA}^{(1)} = a^2 \dot{U}_{KA1}^{(1)} + a \dot{U}_{KA2}^{(1)} + \dot{U}_{KA0}^{(1)} = j[(a^2 - a)X_{2\Sigma} + (a^2 - 1)X_{0\Sigma}] \dot{I}_{K1}^{(1)}; \quad (1.53)$$

$$\dot{U}_{KB}^{(1)} = j[(a - a^2)X_{2\Sigma} + (a - 1)X_{0\Sigma}] \dot{I}_{K1}^{(1)}; \quad (1.54)$$

при двухфазном КЗ на землю между фазами В и С

$$\dot{U}_{KA}^{(1,1)} = 3\dot{U}_{KA1}^{(1,1)} = 3\dot{I}_{K1}^{(1,1)} j \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (1.55)$$

7. Токи и фазные напряжения в ветвях и узлах схемы при несимметричном КЗ также находятся суммированием симметричных составляющих. Поэтому прежде всего следует распределить токи и напряжения каждой последовательности в соответствующей последовательности схеме и найти для заданных ветвей значения  $I_1$ ,  $I_2$  и  $I_0$ , а для заданных точек — значения  $U_1$ ,  $U_2$  и  $U_0$ . Это распределение производится согласно правилам и законам распределения токов и напряжений в линейных электрических цепях.

Токи обратной и нулевой последовательностей распределяются в схемах одноименных последовательностей обратно пропорционально сопротивлениям. В схеме прямой последовательности генераторные и нагрузочные ветви не являются эквипотенциальными и поэтому распределение токов производится с учетом различия их ЭДС.

Симметричные составляющие токов, протекающие по трансформатору, и напряжения изменяются не только по величине, но и по фазе в зависимости от соединения обмоток. Наиболее часто применяются трансформаторы с соединением обмоток «звезда — треугольник» ( $Y_0/\Delta-11$ ). При переходе со «звезды» на «треугольник» токи и напряжения прямой последовательности поворачиваются на  $30^\circ$  против часовой стрелки, а токи и напряжения обратной последовательности — на  $30^\circ$  по часовой стрелке. При переходе с «треугольника» на «звезду» угловые смещения меняют знаки на противоположные.

8. Полные токи и фазные напряжения определяются суммированием найденных симметричных составляющих. Например, в схеме, приведенной на рис. 1.19, напряжение фазы  $A$  на высшей стороне трансформатора

$$\dot{U}_{MA}^{(n)} = \dot{U}_{MA1}^{(n)} + \dot{U}_{MA2}^{(n)} + \dot{U}_{MA0}^{(n)},$$

а ток фазы  $A$  генератора

$$i_{NA}^{(n)} = i_{NA1}^{(n)} + i_{NA2}^{(n)}.$$

По найденным симметричным составляющим токов и напряжений фазы  $A$  и известным соотношениям между фазными значениями соответствующих составляющих определяются полные токи и напряжения других фаз:

$$i_B^{(n)} = a^2 i_{A1}^{(n)} + a i_{A2}^{(n)} + i_{A0}^{(n)}; \quad (1.56)$$

$$i_C^{(n)} = a i_{A1}^{(n)} + a^2 i_{A2}^{(n)} + i_{A0}^{(n)}; \quad (1.57)$$

$$U_B^{(n)} = a^2 U_{A1}^{(n)} + a U_{A2}^{(n)} + U_{A0}^{(n)}; \quad (1.58)$$

$$U_C^{(n)} = a U_{A1}^{(n)} + a^2 U_{A2}^{(n)} + U_{A0}^{(n)}. \quad (1.59)$$

## Определение периодической составляющей тока короткого замыкания методом типовых кривых

В сложных схемах периодическую составляющую в произвольный момент времени определяют путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходного процесса с использованием ЭВМ. При простых радиальных схемах этот ток определяется аналитическим способом по формулам, приведенным в [1.21].

В приближенных расчетах используется метод типовых кривых\* [1.10, 1.21]. Например, при выборе высоковольтных выключателей определяется по типовым кривым периодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения дугогасительных контактов (см. рис. 1.28).

Типовые кривые позволяют определить изменение токов КЗ за время до 3 с от начала переходного процесса\*\*. Наиболее ценной является возможность определения тока с приемлемой точностью для времени до 0,5 с, так как для выбора современных высоковольтных выключателей и ряда других случаев необходимо знать токи именно в этот промежуток времени.

Известно, что параметры турбо- и гидрогенераторов одной и той же мощности различны. Однотипные генераторы разной мощности, как правило, также имеют различные параметры ( $X_d, X_d', X_d'', T_d'', T_{10}, T_{1 \text{ пр.}}, T_e$  и т. д.). Поэтому характер изменения тока во времени различен даже при одинаковой удаленности КЗ.

Авторам метода на основании многочисленных расчетов по уравнениям Парка — Горева с использованием ЭВМ удалось получить средние кривые изменения тока во времени в относительных единицах между кривыми турбо- и гидрогенераторов, имеющих одинаковую систему возбуждения. Максимальная погрешность усреднения составляет менее 10%, что является практически приемлемым.

При построении кривых (рис. 1.24, 1.25) значения вычисленных токов КЗ генераторов для различных моментов времени  $I_t$  отнесены к начальным сверхпереходным токам генератора. При этом снижается различие в параметрах, абсолютных значениях токов и т. п. для разнотипных генераторов.

Для учета удаленности короткого замыкания введено отношение начального тока короткого замыкания генератора  $I_{г''}$  к его номинальному току  $I_{ном}$ , т. е.  $I_{г.н.} = I_{г''}/I_{ном}$ , характеризующее кратность тока КЗ к номинальному току. Чем ближе короткое замыкание к генератору, тем это отношение больше.

\* Иногда называют расчетными кривыми 1975 г. [1.10].

\*\* См.: Вайнер И. Г., Крючков И. П. Кривые изменения периодической составляющей тока короткого замыкания мощных генераторов с учетом влияния энергосистемы // Электричество. 1975. № 10. С. 53—56.

Таким образом, типовые кривые представляют собой семейство кривых  $I_{r1}/I_r^n = f(t)$  при различных значениях  $I_r^n/I_{ном} = \text{const}$ , характеризующих изменение тока без определения его величины.

Из кривых видно, что для нахождения абсолютных значений токов в любой момент времени переходного процесса нужно прежде всего определить начальный сверхпереходный ток генератора  $I_r^n$ . Последний можно рассчитать вручную либо с применением расчетных столов (моделей), либо ЭВМ (см. рис. 1.18, 1.21).

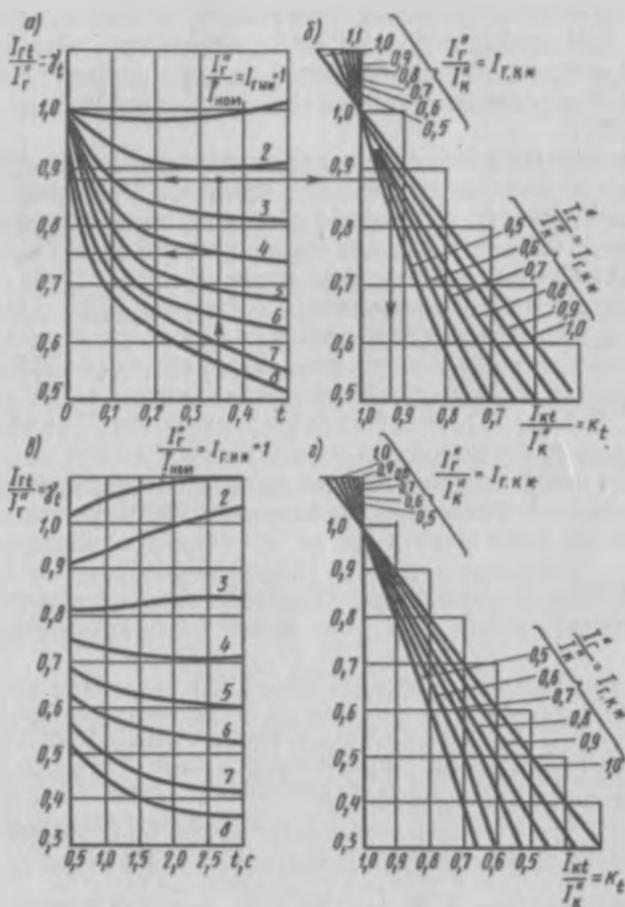


Рис. 1.24. Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ от синхронных машин с тиристорной или высокочастотной системой возбуждения и синхронных компенсаторов

а — в генераторе при времени до 0,5 с; б — в месте КЗ с учетом энергосистемы при времени до 0,5 с; в — то же, что и а, но при времени от 0,5 до 3 с; г — то же, что и б, но при времени от 0,5 до 3 с

Во многих случаях нельзя всю систему представить одним генератором, так как многие станции значительно удалены от места короткого замыкания и ток КЗ во времени изменяется незначительно. Поэтому эти генераторы объединяются во второй источник — систему неограниченной мощности (короткое замыкание в точке  $k$  на рис. 1.19). Расчетные схемы приводятся к виду схемы,

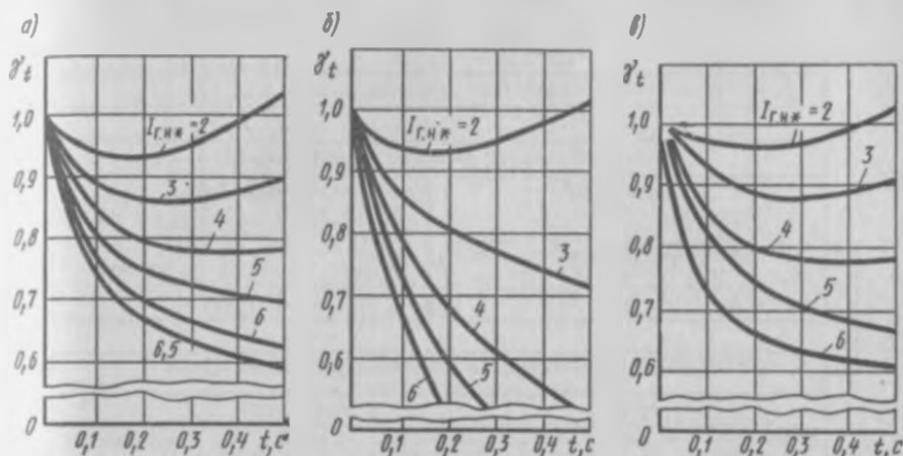


Рис. 1.25. Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ от синхронных машин:

- а — с тиристорной системой самовозбуждения и с последовательными трансформаторами;  
 б — с тиристорной системой самовозбуждения без последовательных трансформаторов;  
 в — с диодной бесщеточной системой возбуждения

представленной на рис. 1.26 (п. 4). Для учета влияния системы С. А. Ульянов предложил ввести еще одну зависимость (см. рис. 1.24, б, г), удобную для непосредственного определения тока в месте КЗ.

Применение типовых кривых наиболее целесообразно в тех случаях, когда точка КЗ находится у выводов генераторов (синхронных компенсаторов) или при небольшой электрической удаленности от них, например за трансформаторами связи электростанций с энергосистемами (см. рис. 1.19, точки  $N$  и  $M$ ). Поэтому стандартом [1.21] предусмотрено применение типовых кривых при радиальной связи с местом КЗ гидро- и турбогенераторов мощностью до 300 МВт включительно и всех синхронных компенсаторов для времени переходного процесса до 0,5 с при различных системах возбуждения синхронных машин (см. рис. 1.24, а; 1.25) [1.10, с. 78—81].

Для больших диапазонов времени от 0,5 до 3 с также построены аналогичные типовые кривые для генераторов (см. 1.24, в), позволяющие, например, проследить влияние автоматического регулирования возбуждения (АРВ) на ток КЗ.

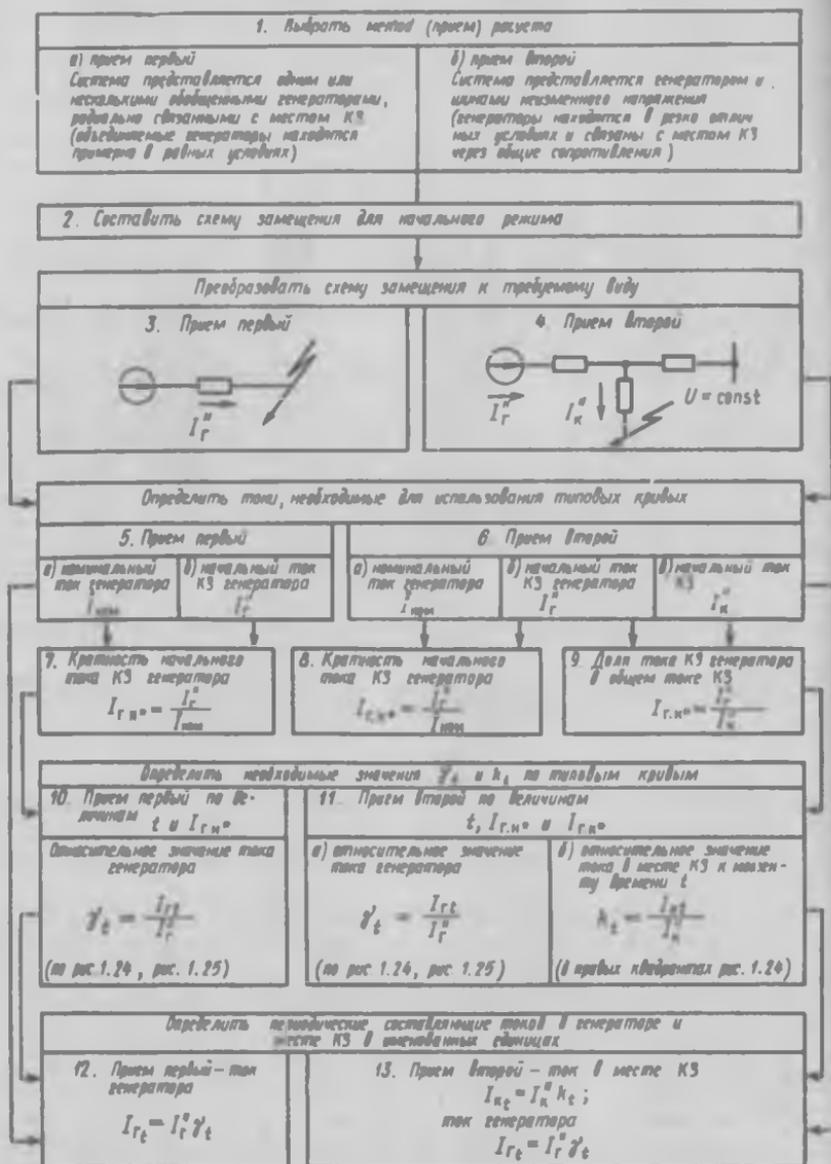


Рис. 1.26. Алгоритм определения периодической составляющей трехфазного тока КЗ в месте короткого замыкания и в генераторе в произвольные моменты времени по типовым кривым

Для асинхронных двигателей (АД) и синхронных двигателей (СД) при радиальной схеме используются типовые кривые, приведенные на рис. 1.27. Расчет проводится по первому приему со-

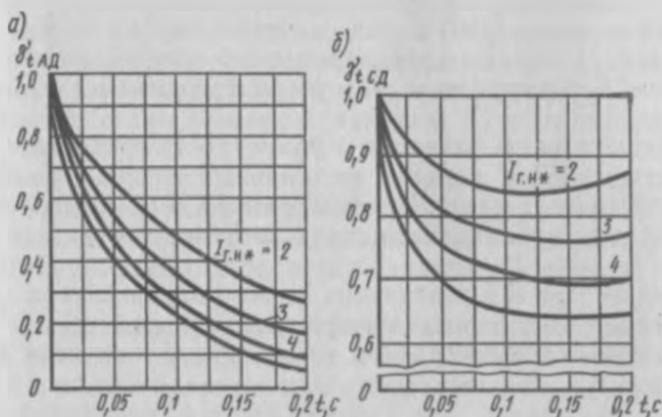


Рис. 1.27. Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ:

а — от асинхронных электродвигателей; б — от синхронных электродвигателей

гласно алгоритма рис. 1.26. Однако вместо токов генераторов используется ток соответствующих двигателей ( $I_{АД}$ ,  $I_{СД}$ ,  $I_{АД\text{ вом}}$ ,  $I_{СД\text{ ном}}$ ,  $I_{АДt}$ ,  $I_{СДt}$  и т. д.).

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.26

1. На основании анализа системы, в которой следует рассчитать ток КЗ, выбирается метод (прием расчета).

1а. Если все генераторы (станции) примерно одинаково удалены от места короткого замыкания, то расчет ведется **первым приемом**, когда все источники эквивалентизируются в один генератор. Этим же приемом ведется расчет, если генераторы (станции) радиально связаны с местом короткого замыкания, хотя и имеют различную электрическую удаленность (КЗ в точках  $M$  или  $N$  на рис. 1.19).

Расчет начального сверхпереходного тока генератора производится при трехфазном КЗ согласно алгоритму, приведенному на рис. 1.18. Ниже дается краткое изложение этих расчетов (см. пункты алгоритма рис. 1.26).

2. Составляется схема замещения для начального сверхпереходного режима согласно указаниям, данным в п. 1 и 2 рис. 1.18. Все генераторы вводятся своими сверхпереходными ЭДС и сопро-

тивлениями, а нагрузки не учитываются. Расчет, как правило, ведется в именованных единицах.

3. Преобразуется (упрощается) схема замещения относительно места КЗ и определяются  $E_z''$  и  $X_z''$  (аналогично п. 3 рис. 1.18).

б. По найденным ЭДС  $E_z''$  и результирующим сопротивлениям определяется начальный сверхпереходный ток КЗ от обобщенного генератора  $I_r''$ . При расчете без учета нагрузок он равен току в месте КЗ.

При существенном различии в удаленности генераторов от места трехфазного КЗ и наличия радиальных связей начальный ток КЗ вычисляется для каждой генерирующей ветви отдельно. Расчет начального тока производится согласно п. 4 и 5 рис. 1.18 (1.42) — (1.45).

Начальный ток КЗ генератора может определяться как вручную, так и с использованием вычислительных средств.

Номинальный ток генератора, приведенный к ступени короткого замыкания,

$$I_{ном} = P_{ном} / (\sqrt{3} U \cos \varphi), \quad (1.60)$$

где  $P_{ном}$  — номинальная мощность генератора, МВт;  $U$  — напряжение генератора, пересчитанное к ступени короткого замыкания (среднее номинальное напряжение ступени КЗ), кВ;  $\cos \varphi$  — номинальный коэффициент мощности.

Расчет по п. 7 и 10 показан на рис. 1.26.

Для гидрогенераторов при отношении предельного напряжения возбуждения к номинальному большего двух кривые рис. 1.24 используются только при небольшой удаленности точки КЗ, т. е. при  $I_{г.н.} > 3$ . В остальных случаях принимается  $\gamma_t = 1$ . Для любого типа генераторов при  $I_{г.н.} < 2$  ток КЗ также принимают неизменным по амплитуде, т. е.  $\gamma_t = 1$ .

12. По найденным в п. 5 и 10 значениям  $I_r''$  и  $I_{rt}''/I_r'' = \gamma_t$  определяется действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (группы генераторов) в момент времени  $t$

$$I_{rt} = I_r'' \gamma_t. \quad (1.61)$$

При наличии нескольких групп генераторов определяется ток каждой группы. Общий ток в месте КЗ для времени  $t$  находится суммированием токов отдельных генераторов или групп.

При этом если генераторы значительно удалены от места КЗ и радиально связаны с ним, то они объединяются в общий источник неизменного напряжения. Ток в месте короткого замыкания от этого источника неизменен во времени и определяется при расчете в именованных и относительных единицах по выражениям:

$$I_c = U_{ср.ном} / (\sqrt{3} X_c); \quad (1.62)$$

$$I_c = I_b / X_{c.б.}, \quad (1.63)$$

где  $X_c$  и  $X_{c0}$  — суммарное сопротивление от точки КЗ до источника неизменного напряжения соответственно в омах и относительных единицах;  $I_b$  — базисный ток ступени короткого замыкания, кА.

16. Если система представлена генератором, близко расположенным к месту короткого замыкания, и шинами неизменно напряжения, объединяющими все остальные достаточно удаленные электростанции, и имеется их общая связь с местом короткого замыкания, то расчет ведется вторым приемом (короткое замыкание в точке  $k$  на рис. 1.19) \*.

Начальный сверхпереходный ток в месте короткого замыкания  $I_k''$  и в обобщенном генераторе  $I_k''$  при трехфазном КЗ рассчитывается согласно алгоритмам, приведенным на рис. 1.18 или 1.21. Ниже даются особенности расчета по второму приему по сравнению с первым.

2 и 4. Схема замещения, составленная для начального сверхпереходного режима, преобразуется к виду, представленному на рис. 1.26, п. 4. При этом близлежащие генераторы объединяются в один источник (обобщенный генератор), а все остальные генераторы (электростанции) объединяются во второй источник (шины неизменного напряжения).

6. Определяются токи  $I_k''$  и  $I_r''$  при трехфазном КЗ согласно п. 4, 5 рис. 1.18.

При использовании вычислительных средств указанные в п. 4 преобразования можно не делать. В этом случае ток КЗ от обобщенного генератора  $I_r''$  определяется суммированием током отдельных (близлежащих) генераторов. Измеряется (вычисляется) также общий ток в месте короткого замыкания  $I_k''$ .

Номинальный ток обобщенного генератора вычисляется согласно (1.60).

Расчет по п. 8, 9 и 11 показан на рис. 1.26.

13. При трехфазном КЗ по найденным в п. 6в и 11б значениям  $I_k''$  и  $k_t = I_{kt}/I_k''$  определяется действующее значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания для рассматриваемого момента времени:

$$I_{kt} = I_k'' k_t. \quad (1.64)$$

Зная начальный ток генератора  $I_k''$  и значение  $\gamma_t$ , можно определить действующее значение периодического тока генератора согласно (1.61).

При определении тока КЗ в ветвях схемы в интервале времени до 0,5 с можно пользоваться приближенным инженерным методом [1.10, с. 73—75 или 1.13, с. 193, 194].

Для несимметричных КЗ периодическая составляющая тока в месте короткого замыкания в произвольные моменты времени

\* Стандартом [1.21] предусмотрено использование только первого приема.

тивлениями, а нагрузки не учитываются. Расчет, как правило, ведется в именованных единицах.

3. Преобразуется (упрощается) схема замещения относительно места КЗ и определяются  $E_x''$  и  $X_x''$  (аналогично п. 3 рис. 1.18).

5. По найденным ЭДС  $E_x''$  и результирующим сопротивлениям определяется начальный сверхпереходный ток КЗ от обобщенного генератора  $I_r''$ . При расчете без учета нагрузок он равен току в месте КЗ.

При существенном различии в удаленности генераторов от места трехфазного КЗ и наличия радиальных связей начальный ток КЗ вычисляется для каждой генерирующей ветви отдельно. Расчет начального тока производится согласно п. 4 и 5 рис. 1.18 (1.42) — (1.45).

Начальный ток КЗ генератора может определяться как вручную, так и с использованием вычислительных средств.

Номинальный ток генератора, приведенный к ступени короткого замыкания,

$$I_{ном} = P_{ном} / (\sqrt{3} U \cos \varphi), \quad (1.60)$$

где  $P_{ном}$  — номинальная мощность генератора, МВт;  $U$  — напряжение генератора, пересчитанное к ступени короткого замыкания (среднее номинальное напряжение ступени КЗ), кВ;  $\cos \varphi$  — номинальный коэффициент мощности.

Расчет по п. 7 и 10 показан на рис. 1.26.

Для гидрогенераторов при отношении предельного напряжения возбуждения к номинальному большего двух кривые рис. 1.24 используются только при небольшой удаленности точки КЗ, т. е. при  $I_{г.н.} > 3$ . В остальных случаях принимается  $\gamma_i = 1$ . Для любого типа генераторов при  $I_{г.н.} < 2$  ток КЗ также принимают неизменным по амплитуде, т. е.  $\gamma_i = 1$ .

12. По найденным в п. 5 и 10 значениям  $I_r''$  и  $I_{г.т.}''/I_r'' = \gamma_i$  определяется действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (группы генераторов) в момент времени  $t$

$$I_{г.т.} = I_r'' \gamma_i. \quad (1.61)$$

При наличии нескольких групп генераторов определяется ток каждой группы. Общий ток в месте КЗ для времени  $t$  находится суммированием токов отдельных генераторов или групп.

При этом если генераторы значительно удалены от места КЗ и радиально связаны с ним, то они объединяются в общий источник неизменного напряжения. Ток в месте короткого замыкания от этого источника неизменен во времени и определяется при расчете в именованных и относительных единицах по выражениям:

$$I_c = U_{ср.ном} / (\sqrt{3} X_c); \quad (1.62)$$

$$I_c = I_d / X_{сф}, \quad (1.63)$$

где  $X_c$  и  $X_{c0}$  — суммарное сопротивление от точки КЗ до источника неизменного напряжения соответственно в омах и относительных единицах;  $I_0$  — базисный ток ступени короткого замыкания, кА.

16. Если система представлена генератором, близко расположенным к месту короткого замыкания, и шинами неизменно напряжения, объединяющими все остальные достаточно удаленные электростанции, и имеется их общая связь с местом короткого замыкания, то расчет ведется вторым приемом (короткое замыкание в точке  $k$  на рис. 1.19) \*.

Начальный сверхпереходный ток в месте короткого замыкания  $I_k''$  и в обобщенном генераторе  $I_r''$  при трехфазном КЗ рассчитывается согласно алгоритмам, приведенным на рис. 1.18 или 1.21. Ниже даются особенности расчета по второму приему по сравнению с первым.

2 и 4. Схема замещения, составленная для начального сверхпереходного режима, преобразуется к виду, представленному на рис. 1.26, п. 4. При этом близлежащие генераторы объединяются в один источник (обобщенный генератор), а все остальные генераторы (электростанции) объединяются во второй источник (шины неизменного напряжения).

6. Определяются токи  $I_k''$  и  $I_r''$  при трехфазном КЗ согласно п. 4, 5 рис. 1.18.

При использовании вычислительных средств указанные в п. 4 преобразования можно не делать. В этом случае ток КЗ от обобщенного генератора  $I_r''$  определяется суммированием током отдельных (близлежащих) генераторов. Измеряется (вычисляется) также общий ток в месте короткого замыкания  $I_k''$ .

Номинальный ток обобщенного генератора вычисляется согласно (1.60).

Расчет по п. 8, 9 и 11 показан на рис. 1.26.

13. При трехфазном КЗ по найденным в п. 6в и 11б значениям  $I_k''$  и  $k_t = I_{kt}/I_k''$  определяется действующее значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания для рассматриваемого момента времени:

$$I_{kt} = I_k'' k_t. \quad (1.64)$$

Зная начальный ток генератора  $I_r''$  и значение  $\gamma_t$ , можно определить действующее значение периодического тока генератора согласно (1.61).

При определении тока КЗ в ветвях схемы в интервале времени до 0,5 с можно пользоваться приближенным инженерным методом [1.10, с. 73—75 или 1.13, с. 193, 194].

Для несимметричных КЗ периодическая составляющая тока в месте короткого замыкания в произвольные моменты времени

\* Стандартом [1.21] предусмотрено использование только первого приема.

определяется по выражению

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = m^{(n)} I_{\kappa 1}^{(n)} \quad (1.65)$$

В этом случае изменение тока прямой последовательности  $I_{\kappa 1}^{(n)}$  находится по рис. 1.24, 1.25 согласно алгоритму, приведенному на рис. 1.26. Под кратностью тока КЗ (п. 7, рис. 1.26) следует понимать отношение тока прямой последовательности синхронной машины в начальный момент  $I_{\kappa 1}^{(n)}$  к номинальному току машины.

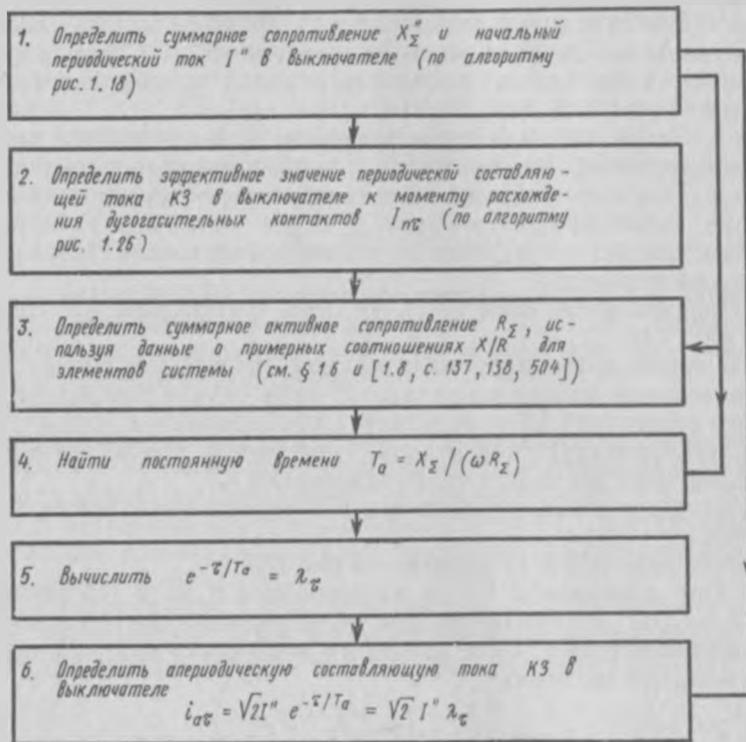


Рис. 1.28. Алгоритм определения токов для выбора высоковольтных выключателей по отключающей способности

Последовательность расчета токов для выбора высоковольтных выключателей по отключающей способности приведена в алгоритме на рис. 1.28. При расчете используются типовые кривые. Более подробные указания не приводятся, так как они изложены в пояснениях к алгоритмам (см. рис. 1.28 и § 1.6).

Необходимая для выбора выключателя зависимость  $\beta_{\text{ном}} = f(x)$  приведена на рис. 1.29.

**Пример 1.3.** На рис. 1.30, а приведена схема рассматриваемой электрической системы. Автотрансформатор Т1 связан с крупной энергосистемой. Электростанция, состоящая из турбогенераторов G1 и G2, подключена к автотрансформатору Т2. Синхронные компенсаторы GC1 и GC2 связаны с трансформатором Т3, имеющим расщепленную обмотку низкого напряжения.

Входящие в схему элементы состоят из: 1) турбогенераторов G1 и G2, имеющих одинаковую мощность  $S_{T, \text{ном}} = 235 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  с  $\cos \varphi = 0,85$ , напряжением  $U = 15,75 \text{ кВ}$  и сопротивлением  $X_d'' = 0,19$ ; 2) системы (источника бесконечной мощности с неизменным напряжением); 3) синхронных компенсаторов GC1 и GC2 одинаковой мощности  $S_{c, \kappa. \text{ном}} = 30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , напряжением  $U = 10,5 \text{ кВ}$  и сопротивлением  $X_d'' = 0,22$ ; 4) автотрансформатора Т1 мощностью  $S_{\text{атр. ном}} = 400 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  с напряжениями обмоток 525/330/11 кВ и короткого замыкания  $u_{\kappa. \text{в-с}} = 11\%$ ,  $u_{\kappa. \text{в-н}} = 35\%$ ,  $u_{\kappa. \text{с-н}} = 20\%$ ; 5) автотрансформатора Т2 мощностью  $S_{\text{атр. ном}} = 500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  с напряжением обмоток 347/121/15,75 кВ и  $u_{\kappa. \text{в-с}} = 10\%$ ,  $u_{\kappa. \text{в-н}} = 20\%$ ,  $u_{\kappa. \text{с-н}} = 10\%$ ; 6) трансформатор Т3 мощностью  $S_{T, \text{ном}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  с напряжением обмоток 110/11 кВ и  $u_{\kappa} = 10,5\%$ ; 7) одноцепной линии W1 длиной 280 км с  $X_{1 \text{ км}} = 0,322 \text{ Ом/км}$ ; двухцепной линии W2 длиной 20 км с проводами АС-150; 8) нагрузок Н1 и Н2, имеющих одинаковую мощность 36 МВ·А, и Н3, Н4 и Н5, имеющих мощности 60, 20, 85 МВ·А.



Рис. 1.29. Зависимость номинального относительного содержания аperiodической составляющей  $\beta_{\text{ном}}$  от расчетного времени отключения КЗ  $t$

Найти изменения результирующего тока КЗ и тока от электростанции (генераторов) во времени при трехфазном КЗ в точке k.

**Решение.** Последовательность расчета дана в алгоритме, приведенном на рис. 1.26.

1. Выбранный метод расчета показывает, что при решении поставленной задачи нужно использовать оба приема (см. п. 1а, 1б). Так как синхронные компенсаторы имеют достаточно большую мощность, их можно принять за источники при КЗ в точке k (источник справа). Учитывая, что они радиально связаны с местом КЗ, расчет проводится по первому приему последовательно по п. 1а, 2, 3, 5, 7, 10, 12.

Слева от места КЗ находятся два источника — электростанция и система (источник неизменного напряжения), связанные с местом КЗ общими сопротивлениями линии W2 и автотрансформатора Т2. Следовательно, расчет тока КЗ от этой части системы в данном случае проводится по второму приему последовательно по п. 1б, 2, 4, 6, 8, 9, 11, 13.

Общий ток в месте КЗ будет равен сумме токов от обеих частей энергосистемы — левой и правой.

2. Схема замещения для начального режима представлена на рис. 1.30, б. При использовании типовых кривых схема обычно составляется без учета нагрузок. Расчет производится по приближенному приведению согласно (1.40). Поэтому сопротивления элементов схемы замещения будем определять в имеющихся единицах, приводя их к среднему номинальному напряжению ступени КЗ, равному 115 кВ. Для этого находим напряжения КЗ отдельных обмоток автотрансформаторов аналогично (1.29):

для Т1:  $u_{\kappa. \text{в}} = 0,5(u_{\kappa. \text{в-с}} + u_{\kappa. \text{в-н}} - u_{\kappa. \text{с-н}}) = 0,5(11 + 35 - 20) = 13\%$ ;  $u_{\kappa. \text{с}} = 0,5(u_{\kappa. \text{в-с}} + u_{\kappa. \text{с-н}} - u_{\kappa. \text{в-н}}) = 0,5(11 + 20 - 35) = -2\%$ ;  $u_{\kappa. \text{н}} = 0,5(u_{\kappa. \text{в-н}} + u_{\kappa. \text{с-н}} - u_{\kappa. \text{в-с}}) = 0,5(35 + 20 - 11) = 22\%$ ;

для Т2:  $u_{\kappa. \text{в}} = 0,5(10 + 20 - 10) = 10\%$ ;  $u_{\kappa. \text{с}} = 0,5(10 + 10 - 20) = 0\%$ ;  $u_{\kappa. \text{н}} = 0,5(20 + 10 - 10) = 10\%$ .

Для трансформатора ТЗ с расщепленной обмоткой приближенно можно принять:  $X_B = 0$ ;  $X_{H1} = X_{H2} = 2X_{B-H} = 2u_k = 2 \cdot 10,5 = 21\%$  ( $X_{H1}$  и  $X_{H2}$  — индуктивные сопротивления расщепленных частей обмотки низшего напряжения).

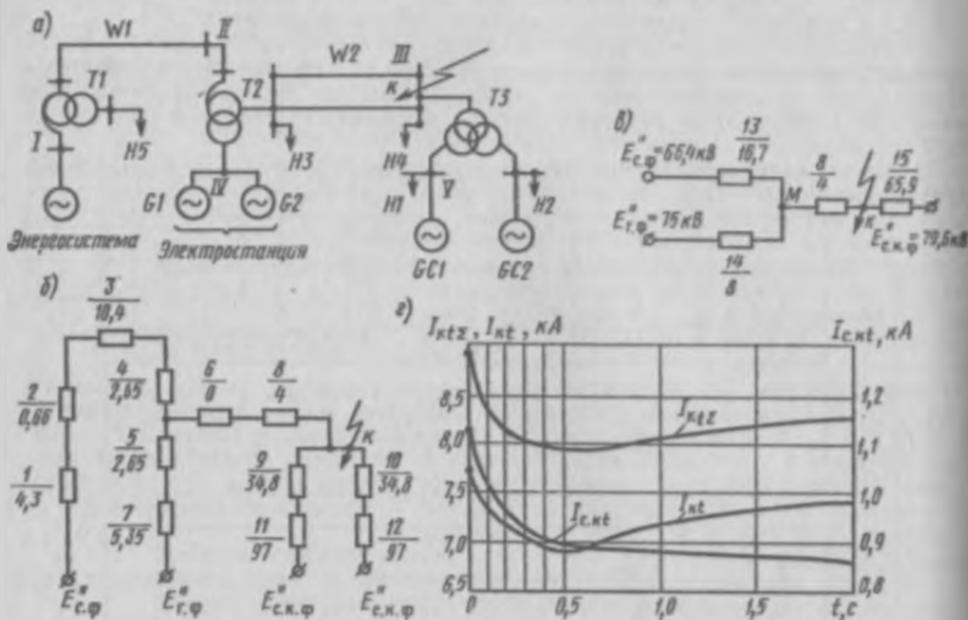


Рис. 1.30. Схемы и зависимости токов КЗ от времени для рассматриваемого примера:

а — исходная схема системы (I, II, ..., V — ступени напряжений); б — схема замещения; в — схема замещения, преобразованная к требуемому виду; г — зависимости токов во времени в месте короткого замыкания ( $I_{кЗ}$ ), от системы и электростанции ( $I_{нт}$ ) и от синхронных компенсаторов ( $I_{с.к.ф}$ )

Определяем сопротивления элементов схемы:

$$X_1 = \frac{u_{к.в}\% U_{ср.ном}^2}{100 S_{атр.ном}} = \frac{13 \cdot 115^2}{100 \cdot 400} = 4,3 \text{ Ом};$$

$$X_2 = \frac{u_{к.с}\% U_{ср.ном}^2}{100 S_{атр.ном}} = \frac{-2 \cdot 115^2}{100 \cdot 400} = -0,66 \text{ Ом};$$

$$X_3 = X_{1км} I_{км} (U_{ср.ном} / U_{ср.ном})^2 = 0,322 \cdot 280 (115/340)^2 = 10,4 \text{ Ом};$$

$$X_4 = 10 \cdot 115^2 / (100 \cdot 500) = 2,65 \text{ Ом};$$

$$X_5 = 10 \cdot 115^2 / (100 \cdot 500) = 2,65 \text{ Ом}; \quad X_6 = 0;$$

$$X_7 = \frac{1}{2} X_d^* \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{г.ном}} = \frac{0,19 \cdot 115^2}{2 \cdot 235} = 5,35 \text{ Ом};$$

$$X_8 = 0,5 X_{1км} I_{км} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 20 = 4 \text{ Ом};$$

$$X_9 = X_{10} = \frac{2u_{\%}}{100} \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{ср.ном}}} = \frac{2 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 80} = 34,8 \text{ Ом};$$

$$X_{11} = X_{12} = X_{\text{с.к}} = X_d^* U_{\text{ср.ном}}^2 / S_{\text{с.к.ном}} = 0,22 \cdot 115^2 / 30 = 97 \text{ Ом}.$$

Сверхпереходные ЭДС, согласно табл. 1.2, для энергосистемы принимаем  $E_{\text{с.к}}^* = 1$ , для синхронного генератора —  $E_{\text{г.к}}^* = 1,13$ , для синхронного компенсатора —  $E_{\text{с.к.к}}^* = 1,20$ . Более точно эти ЭДС можно было бы определить по (1.39):

Находим фазные значения сверхпереходных ЭДС в именованных единицах, приведенные к месту КЗ:

$$E_{\text{с.к.}\phi}^* = E_{\text{с.к}}^* U_{\text{ср.ном}} / \sqrt{3} = 115 / \sqrt{3} = 66,4 \text{ кВ};$$

$$E_{\text{г.к.}\phi}^* = E_{\text{г.к}}^* U_{\text{ср.ном}} / \sqrt{3} = 1,13 \cdot 115 / \sqrt{3} = 75 \text{ кВ};$$

$$E_{\text{с.к.к.}\phi}^* = E_{\text{с.к.к}}^* U_{\text{ср.ном}} / \sqrt{3} = 1,20 \cdot 115 / \sqrt{3} = 79,6 \text{ кВ}.$$

3 и 4. Преобразовываем схему замещения к требуемому виду (см. рис. 1.30, в):

$$X_{13} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 4,3 - 0,66 + 10,40 + 2,65 = 16,7 \text{ Ом};$$

$$X_{14} = X_7 + X_5 = 5,35 + 2,65 = 8 \text{ Ом}.$$

Вычисляем результирующее сопротивление от системы и электростанции (левой части схемы рис. 1.30, в) и результирующую ЭДС:

$$X_2^* = (X_{13} \parallel X_{14}) + X_8 = \frac{16,7 \cdot 8}{16,7 + 8} + 4 = 5,4 + 4 = 9,4 \text{ Ом};$$

$$E_{\phi 2}^* = \frac{E_{\text{с.к.}\phi}^* X_{14} + E_{\text{г.к.}\phi}^* X_{13}}{X_{13} + X_{14}} = \frac{66,4 \cdot 8 + 75 \cdot 16,7}{16,7 + 8} = 72,2 \text{ кВ}.$$

Определяем сопротивление правой части схемы, включающей синхронные компенсаторы:

$$X_{15} = 0,5X_9 + 0,5X_{11} = 0,5 \cdot 34,8 + 0,5 \cdot 97 = 65,9 \text{ Ом}.$$

Ток КЗ от синхронных компенсаторов (СК) вычисляем первым приемом.

5а. Находим номинальный суммарный ток СК, приведенный к ступени КЗ согласно (1.60):

$$I_{\text{с.к.ном}}^* = S_{\text{с.к.ном}} (\sqrt{3} U_{\text{ср.ном}}) = 60 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,3 \text{ кА}.$$

5б. Вычисляем начальный ток КЗ от синхронных компенсаторов согласно (1.42):

$$I_{\text{с.к.}\phi}^* = E_{\text{с.к.к.}\phi}^* / X_{15} = 79,6 / 65,9 = 1,21 \text{ кА}.$$

7. Определяем кратность начального тока КЗ синхронных компенсаторов

$$I_{\text{с.к.к.}\phi}^* = I_{\text{с.к.}\phi}^* / I_{\text{с.к.ном}}^* = 1,21 / 0,3 = 4.$$

10. Относительные значения тока КЗ от синхронных компенсаторов  $\gamma_i$  для различных моментов времени переходного процесса находим по типовым кривым (см. рис. 1.24, а) согласно вычисленной кратности тока  $I_{\text{с.к.к.}\phi}^* = 4$ .

12. Находим периодическую составляющую тока от СК в месте короткого замыкания в именованных единицах согласно (1.61). Например, для  $t = 0,1$  с

значение тока  $I_{c,kt} = 1,21 \cdot 0,84 = 1,01$  кА; для  $t = 0,35$  с —  $I_{c,kt} = 1,21 \cdot 0,76 = 0,92$  кА и т. д. Результаты расчета представлены на рис. 1.30, з.

Токи КЗ от системы неограниченной мощности и электростанции определяем вторым приемом. Расчеты по п. 1б, 2, 4 были проведены ранее.

6а. Вычисляем номинальный ток объединенного генератора (электростанции), приведенный к ступени КЗ [см. (1.60)]:

$$I_{г.ном} = S_{г.ном} / (\sqrt{3} U_{ср.ном} / \sqrt{3}) = 470 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 2,36 \text{ кА.}$$

6в. Находим начальный ток в месте КЗ [см. (1.42)] от системы и электростанции:

$$I_{к}^* = E_{фз}^* / X_{з}^* = 72,2 / 9,4 = 7,68 \text{ кА.}$$

6б. Распределяем ток  $I_{к}$  в схеме (рис. 1.30, в) и находим начальный ток КЗ генераторов (по п. 5 алгоритма, приведенного на рис. 1.18). Для этого определяем напряжение в точке М (рис. 1.30, в):

$$U_{Мф} = I_{к}^* X_{кз} = 7,68 \cdot 4 = 30,72 \text{ кВ,}$$

а затем ток генераторов

$$I_{г}^* = (E_{гф}^* - U_{Мф}) / X_{г14} = (75 - 30,72) / 8 = 5,53 \text{ кА.}$$

8. Определяем кратность начального тока КЗ генератора:

$$I_{г.кз} = I_{г}^* / I_{г.ном} = 5,53 / 2,36 = 2,35.$$

9. Вычисляем долю тока короткого замыкания генератора в общем токе короткого замыкания от системы и электростанции:

$$I_{г.кз} = I_{г}^* / I_{к}^* = 5,53 / 7,68 = 0,72.$$

11. Относительные значения тока генераторов  $I_{г1} / I_{г}^* = \gamma_t$  и тока в месте КЗ  $I_{к1} / I_{к}^* = k_t$  для различных моментов времени переходного процесса определяем по типовым кривым согласно  $I_{г.кз} = 2,35$  и  $I_{г.кз} = 0,72$  (см. рис. 1.24, а, б).

Так как значение  $I_{г.кз} = 2,35$  находится между кривыми со значениями кратностей тока, равными 2 и 3 (соответственно  $I_{г.кз} = 0,72$  между 0,7 и 0,8), то величины  $\gamma_t$  и  $k_t$  определяются или интерполяцией, или приближенно. Для  $t = 0,1$  с величина  $\gamma_t = 0,92$ , а  $k_t = 0,95$ ; для  $t = 0,35$  с величина  $\gamma_t = 0,88$ , а  $k_t = 0,92$  и т. д.

13. Находим периодические составляющие токов в объединенном генераторе по выложению (1.61) и в месте КЗ в именованных единицах согласно (1.64). Для  $t = 0,1$  с ток  $I_{г1} = 5,53 \cdot 0,92 = 5,09$  кА и  $I_{к1} = 7,68 \cdot 0,95 = 7,30$  кА соответственно; для  $t = 0,35$  с ток  $I_{г1} = 5,53 \cdot 0,88 = 4,87$  кА, а  $I_{к1} = 7,68 \cdot 0,92 = 7,06$  кА и т. д. Результаты расчета тока  $I_{к1}$  от левой части системы представлены графиком на рис. 1.30, з.

Результирующий ток в месте рассматриваемого трехфазного КЗ  $I_{к1з}$  определяется суммированием токов ветвей от системы и электростанции  $I_{к1}$  (слева) и от СК  $I_{с,к1}$  (справа). Для  $t = 0,1$  с значение  $I_{к1з} = I_{к1} + I_{с,к1} = 7,30 + 1,01 = 8,31$  кА; для  $t = 0,35$  с величина  $I_{к1з} = 7,01 + 0,92 = 7,93$  кА и т. д. Результаты расчета представлены графиками на рис. 1.30, з.

### Определение периодической составляющей тока КЗ методом спрямленных характеристик

По этому методу определяются не только токи в месте КЗ, но и их распределение по ветвям схемы в произвольные моменты времени (от 0 до 4 с)

Расчетные ЭДС генераторов  $E_t$  и сопротивления  $X_t$ , найденные с помощью спрямления внешних характеристик генераторов [1.8], представлены зависимостями  $E_t=f(t)$  и  $X_t=\varphi(t)$  на рис. 1.32 [1.19]. Алгоритм расчета по этому методу дан на рис. 1.31.

Спрявленные характеристики (рис. 1.32) построены по схеме рис. 1.33 для типовых турбогенераторов 200—300 МВт с АРВ, имеющих параметры\*:  $X_d''=0,20$ ;  $X_d'=0,28$ ;  $X_d=1,9$ ;  $T_{f0}=6$  с;  $T_d''=0,115$  с;  $\cos \varphi=0,8$  ( $T_e=0 \div 0,3$  с — постоянная времени возбуждателя).

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 1.31

1. Значения  $E_t$  и  $X_t$  определяются для рассматриваемого момента времени  $t$  по рис. 1.32. Величины  $E_t$  и  $X_t$ , найденные по кривым, выражены в относительных единицах при номинальных данных генераторов. Поэтому при расчете в относительных единицах необходимо приведение к единой базисной мощности  $S_6$ , а при расчете в именованных единицах — к основной ступени напряжения.

По методу спрямления характеристик можно определить токи КЗ для генераторов *разных типов* в сетях *любой сложности*. При этом следует исходить из реальных параметров генераторов рассматриваемой энергосистемы [1.19].

В случае существенного отличия от типовых

$$E_t = E_{qnp} - (E_{qnp} - E_0'') \sigma_{E_t}; \quad (1.66)$$

$$X_t = X_d - (X_d - X_d'') \sigma_{X_t}, \quad (1.67)$$

где  $E_{qnp}$  — синхронная ЭДС при предельном токе возбуждения  $I_{fnp}$  (в относительных единицах  $E_{qnp} = I_{fnp}$ );  $E_0''$  — сверхпереходное значение ЭДС генератора в предшествующем режиме, определяемое по (1.39) или из табл. 1.2;  $X_d''$  и  $X_d$  — соответственно сверхпереходное и синхронное реактивные сопротивления генератора (по табл. 6.93);  $\sigma_{X_t}$  и  $\sigma_{E_t}$  — коэффициенты для определения  $E_t$  и  $X_t$  (рис. 1.32).

Если постоянная обмотки возбуждения при разомкнутом статоре  $T_{f0}$  существенно отличается от типового значения  $T_{f0тип}=6$  с, то вводится поправка по времени, т. е.  $E_t$ ,  $X_t$ ,  $\sigma_{E_t}$  и  $\sigma_{X_t}$ , определяемые по рис. 1.32, находятся не для действительного момента времени КЗ  $t$ , а для его приведенного значения:

$$t' = t T_{f0тип} / T_{f0}. \quad (1.68)$$

\* Зависимости для определения расчетных значений  $E_t$  и  $X_t$  турбогенераторов мощностью до 150 МВт и гидрогенераторов средней мощности приведены в [1.8].

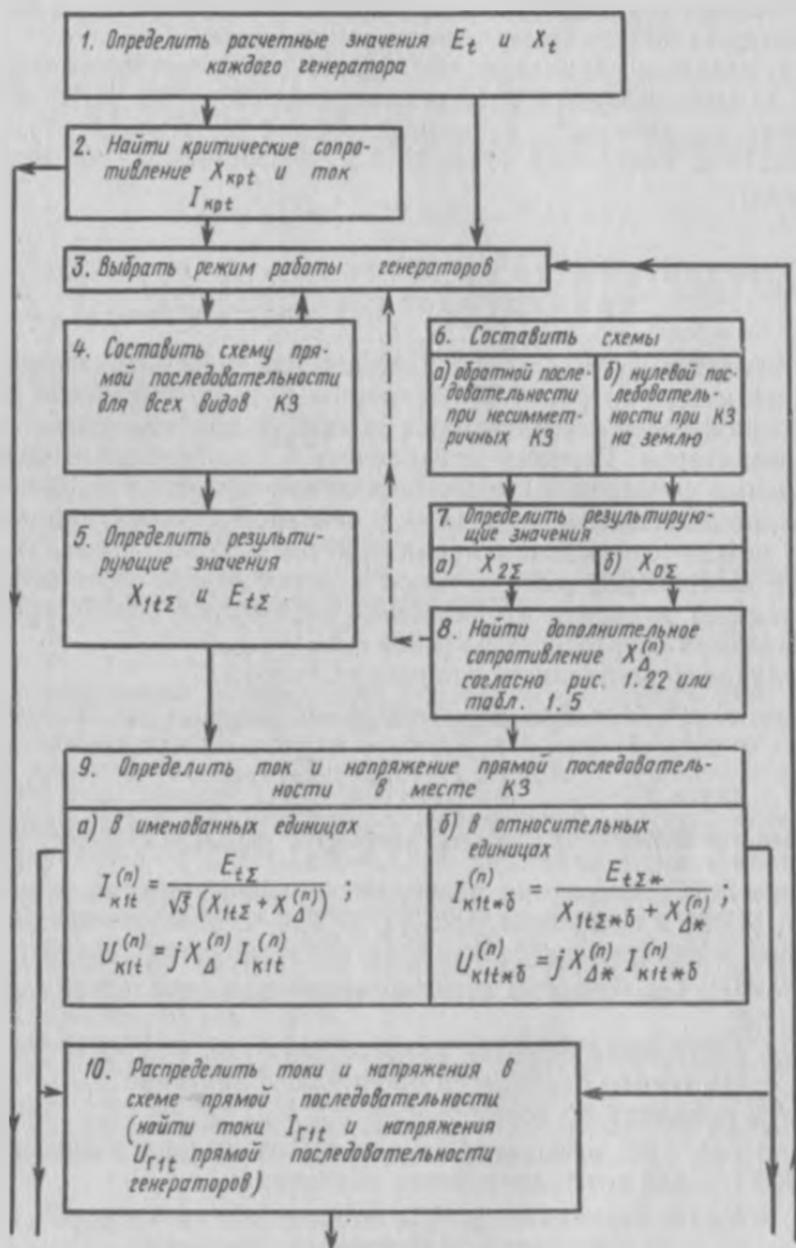
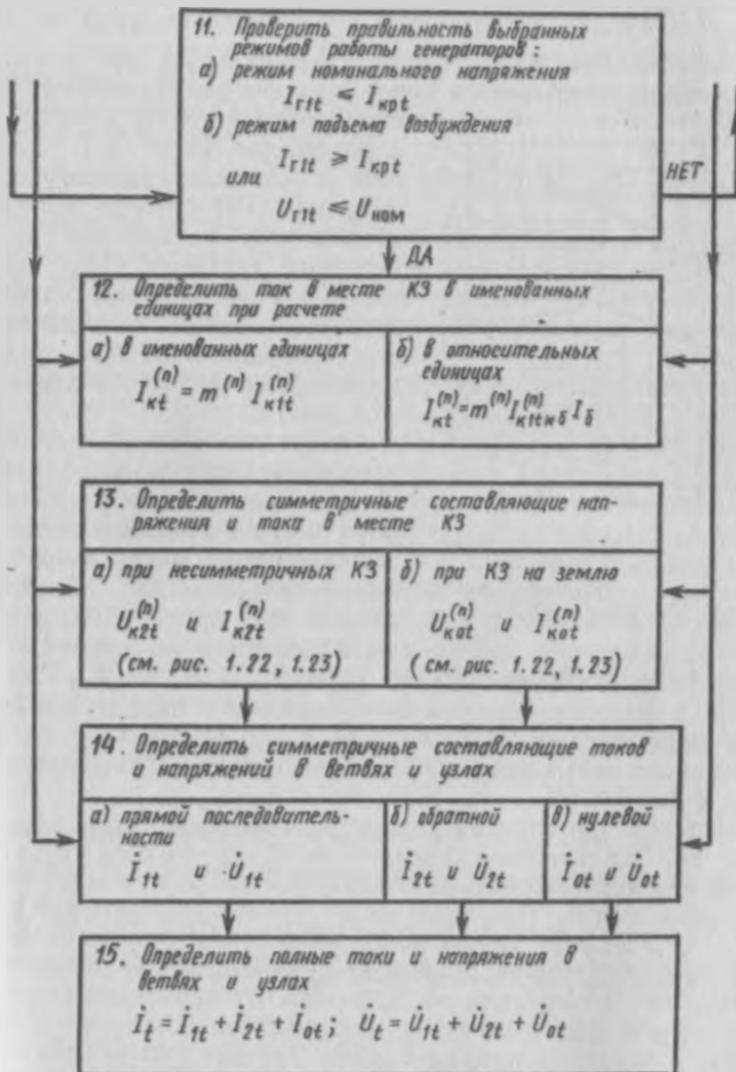


Рис. 1.31. Алгоритм расчета тока трехфазного и несимметричного



короткого замыкания по методу спрямленных характеристик

2. Критические сопротивление  $X_{кр t}$  и ток  $I_{кр t}$  каждого генератора определяются по выражениям

$$X_{кр t} = X_t \frac{U_{ном}}{E_t - U_{ном}}, \quad (1.69)$$

$$I_{кр t} = \frac{E_t - U_{ном}}{X_t} = \frac{U_{ном}}{X_{кр t}} \quad (1.70)$$

Критическим сопротивлением генератора  $X_{кр t}$  для данного момента времени  $t$  называется такое внешнее реактивное сопротивление (сопротивление от выводов генератора до места КЗ), при котором к рассматриваемому моменту времени АРВ сможет восстановить напряжение генератора до номинального значения  $U_{ном}$ . При этом ток КЗ называют критическим током  $I_{кр t}$  (в относительных единицах это величина, обратная сопротивлению  $X_{кр t}$ , так как принимается, что  $U_{ном 0} = 1$ ).

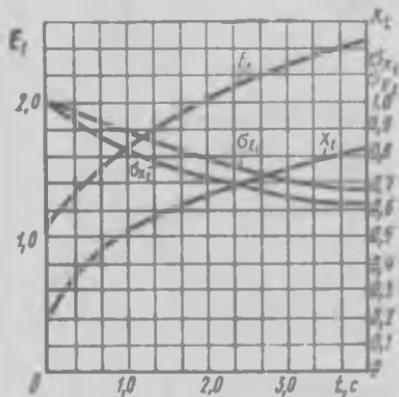


Рис. 1.32. Зависимости для определения расчетных значений  $E_t$  и  $X_t$  типовых турбогенераторов 200—300 МВт с АРВ

3. Выбор режима работы каждого генератора производится сравнением внешнего сопротивления  $X_{вн}$  (при несимметричных режимах увеличивается на  $X_{\Delta}^{(n)}$ ) с критическим сопротивлением  $X_{кр t}$ . Поэтому следовало бы предварительно выполнить действия по пунктам 4—8, а

затем уже определять режим. При  $X_{вн} + X_{\Delta}^{(n)} \leq X_{кр t}$  генератор работает в режиме подъема возбуждения и вводится в схему со своими параметрами  $E_t$  и  $X_t$ ; при  $X_{вн} + X_{\Delta}^{(n)} \geq X_{кр t}$  — в режиме номинального напряжения и вводится в схему с параметрами  $E = U_{ном}$  и  $X = 0$ .

В большинстве случаев режим работы генератора задается, однако при дальнейшем расчете по п. 11 проверяется правильность принятого режима.

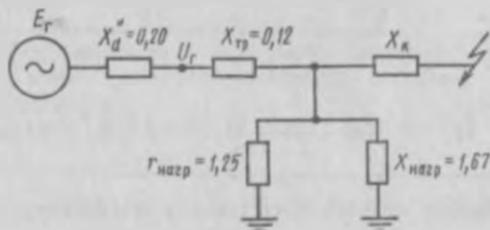


Рис. 1.33. Схема, использованная при построении спрямленных характеристик

Принимается, что при  $t \leq 0,5$  с все генераторы работают в режиме подъема возбуждения; при  $t \geq 0,5$  с генераторы, близко расположенные к месту КЗ, работают в режиме подъема возбуждения, а наиболее удаленные — в режиме номинального напряжения.

4. Составление схемы замещения прямой последовательности производится по алгоритму рис. 1.18 (см. п. 1) с учетом выбора ЭДС и сопротивлений генератора в зависимости от режима (см. п. 3). Для обобщенной нагрузки принимается  $X_H = 1,2$  и  $E_H = 0$ .

Дальнейший расчет по п. 5—8 производится аналогично п. 1—5 алгоритма рис. 1.23.

9. Определение тока и напряжения прямой последовательности проводится по выражениям, приведенным на рис. 1.31. При трехфазном КЗ  $X_{\Delta}^{(3)} = 0$ , а рассчитанный ток и будет трехфазным током в месте КЗ.

10. Определение токов и напряжений в ветвях и узлах схемы прямой последовательности производится согласно п. 4 рис. 1.18 при  $U_{\Delta i}^{(3)} \neq 0$ . Определяются также токи  $I_{Git}$  и напряжения прямой последовательности  $U_{Git}$  генераторов, необходимые для проверки режима.

11. Правильность выбранных режимов устанавливается сравнением токов генераторов при КЗ  $I_{Git}$  с критическим током генераторов  $I_{кр t}$ . При работе генератора в режиме номинального напряжения  $I_{Git} \leq I_{кр t}$ , а в режиме подъема возбуждения  $I_{Git} > I_{кр t}$  или  $U_{Git} \leq U_{ном}$ . При этом следует помнить, что сравниваемые токи при расчете в именованных единицах необходимо привести к одной и той же ступени напряжения, а при расчете в относительных единицах — к одним и тем же базисным условиям.

Если у одного или ряда генераторов режимы выбраны неверно, то их следует соответственно изменить и повторить расчеты по п. 3, 4, 5, 9, 10, 11. Если режимы выбраны верно, то при трехфазном КЗ расчет заканчивается. При несимметричном КЗ расчет продолжается по п. 12—15 рис. 1.31 в зависимости от решаемой задачи. Пояснения аналогичны приведенным к рис. 1.23.

### Метод расчетных кривых \*

Этот метод может быть использован для определения периодической составляющей тока в месте короткого замыкания и остаточных напряжений в близлежащих от места КЗ узлах.

Он основан на применении специальных кривых, дающих зависимость относительного значения периодической составляющей тока КЗ в произвольные моменты времени переходного процесса от расчетного сопротивления рассматриваемой схемы. Такие кривые, широко использовавшиеся много лет, построены для типовых машин мощностью до 150 МВт [1.8, с. 244—247 или 1.13, с. 186—

\* Расчетные кривые 1940 г. [1.10].

189]. Расчетные кривые целесообразно использовать при определении токов КЗ в энергосистемах, в которых на электростанциях преобладают генераторы небольшой мощности. Для современных турбогенераторов мощностью 200—300 МВт аналогичные кривые построены сотрудниками Уральского политехнического института [1.19, с. 24].

Метод расчетных кривых не позволяет с приемлемой точностью определить токи, необходимые для выбора высоковольтных выключателей, особенно при современных крупных генераторах.

Алгоритм расчета симметричного и несимметричного короткого замыкания по методу расчетных кривых приведен в [1.15, с. 74, 75]. Использование этого метода достаточно подробно изложено также в [1.1, 1.3, 1.8, 1.10, 1.13].

Некоторые особенности имеют расчеты токов КЗ в системах электроснабжения промпредприятий [1.1, 1.2, 1.25, 1.26, 1.28] и сельского хозяйства [1.3 и 1.8]; в сетях напряжением ниже 1 кВ [1.1, 1.8, 1.27], установках постоянного тока [1.1]; при учете качаний генераторов [1.8 и 1.9]; при неполнофазных режимах и других сложных повреждениях в системах\* и т. д. Рекомендации по определению токов при пуске и самозапуске двигателей изложены в [1.2 и 1.11].

Однофазные замыкания на землю в системах с незаземленными нейтралью\*\* рассмотрены в [1.8 и 1.13].

При рассмотрении работы ОЭС, проектировании и анализе работы районных электрических сетей приходится решать вопросы устойчивости параллельной работы станций, т. е. вопросы статической и динамической устойчивости электрической системы. Вследствие ограниченного объема настоящего пособия рассмотреть эти вопросы не представилось возможным. Они освещены в [1.9], а также в ряде других источников\*\*\*.

## § 1.6. Выбор высоковольтных электрических аппаратов распределительных устройств

Высоковольтные электрические аппараты выбираются по условиям длительного режима работы и проверяются по условиям коротких замыканий [1.1, 1.10, табл. 1.19]. При этом для всех аппаратов производится: 1) выбор по напряжению; 2) выбор по нагреву при длительных токах; 3) проверка на электродинамическую стойкость (согласно ПУЭ [1.20]) не проверяются аппараты и провод-

\* См.: Лосев С. Б., Черник А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах. М., 1983.

\*\* См.: Цепенко Е. Ф. Замыкания на землю в сетях 6—35 кВ. М., 1986.

\*\*\* См.: Исходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях/Под ред. В. А. Великова. М., 1967; Методика расчета устойчивости автоматизированных систем/Под ред. В. А. Великова. М., 1966.

ники, защищенные плавкими предохранителями с номинальным током до 60 А включительно); 4) проверка на термическую стойкость (согласно ПУЭ не проверяются аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями); 5) выбор по форме исполнения (для наружной или внутренней установки).

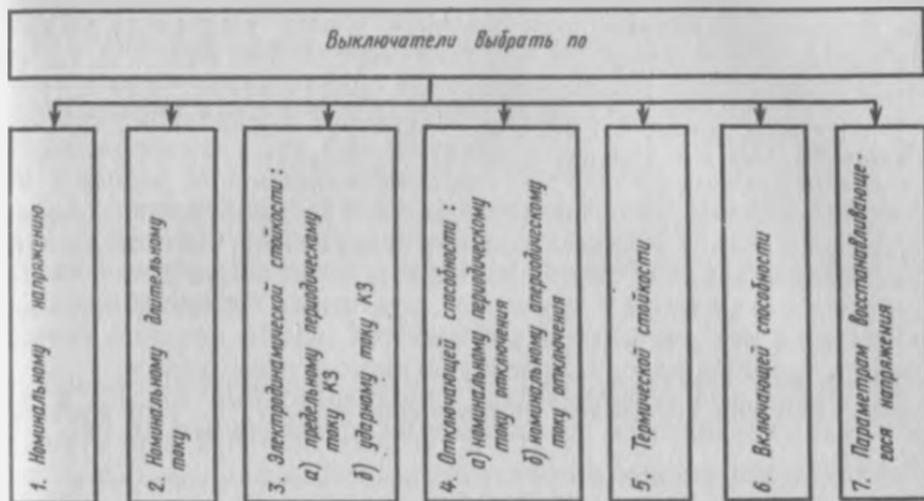


Рис. 1.34. Структурная схема выбора высоковольтных выключателей

Подробнее о выборе высоковольтных аппаратов, изоляторов, разрядников, шин и других проводников изложено в [1.1, 1.11—1.13]; о выборе низковольтных аппаратов (автоматов, контакторов, магнитных пускателей, рубильников и т. д.) — в [1.10 и 1.13].

Ниже приведены условия выбора отдельных аппаратов (рис. 1.34—1.40) и даны краткие пояснения к ним.

#### Пояснения к рис. 1.34

Все необходимые номинальные параметры для выбора высоковольтных выключателей приведены в [1.10, с. 228—251, табл. 5.1, 5.2].

1. Номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель,

$$U_{с.ном} \leq U_{ном} \quad (1.71)$$

где  $U_{ном}$  — номинальное напряжение выключателя (аппарата).

Шкала номинальных напряжений высоковольтных выключателей, других аппаратов и сетей является общей и приведена в [1.10, с. 5 и 6, табл. 1.1].

2. Расчетный ток продолжительного режима цепи, в которой устанавливается выключатель (аппарат),

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (1.72)$$

где  $I_{\text{ном}}$  — длительный номинальный ток выключателя. Расчетный ток  $I_{\text{расч}}$  выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима. Например, при наличии двух параллельных линий он определяется при отключении одной из них, т. е.  $I_{\text{расч}} = 2I_{\text{раб}}$  ( $I_{\text{раб}}$  — длительный рабочий ток одной линии). Для цепей трансформаторов с учетом допустимой 1,5-кратной перегрузки  $I_{\text{расч}} = 1,5 I_{\text{тр. ном}}$  ( $I_{\text{тр. ном}}$  — номинальный ток трансформатора). Для цепей генераторов ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:  $I_{\text{расч}} = 1,05 I_{\text{г. ном}}$  ( $I_{\text{г. ном}}$  — номинальный ток генератора). Для сборных шин, а также цепей секционных и шиносоединительных выключателей с учетом ремонтных условий ток  $I_{\text{расч}}$  принимается как длительный рабочий ток самого мощного генератора или трансформатора, присоединенного к этим шинам.

3а. Начальный периодический сверхпереходный ток КЗ в выключателе определяется по алгоритмам, приведенным на рис. 1.18 или 1.21:

$$I'' \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (1.73)$$

где  $I_{\text{пр.с}}$  — предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей), допустимый для рассматриваемого выключателя.

3б. Ударный ток КЗ в цепи, где устанавливается выключатель,

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I'' \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (1.74)$$

где  $i_{\text{пр.с}}$  — номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата).

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где  $T_a = X_z'' / (\omega R_z)$  — постоянная времени затухания аperiodического тока.

При определении эквивалентного индуктивного сопротивления схемы  $X_z''$  можно полагать, что все активные сопротивления схемы равны нулю, а при определении эквивалентного активного сопротивления  $R_z$  — что все индуктивные сопротивления равны нулю. При ориентировочных расчетах аperiodическую составляющую тока короткого замыкания и ударный ток можно определять, используя данные о примерных соотношениях  $X/R$  для характерных элементов системы, приведенных в [1.8, с. 137, 138, 504].

4а. Симметричная (периодическая) составляющая тока КЗ (определяется по алгоритму рис. 1.28), соответствующая расчетному времени  $\tau$  отключения короткого замыкания,

$$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (1.75)$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  — номинальный симметричный ток отключения выключателя.

4б. Аперриодическая составляющая тока КЗ (определяется по рис. 1.28), соответствующая времени до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя  $\tau$

$$i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{в.ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}, \quad (1.76)$$

где  $i_{\text{в.ном}}$  — номинальный аперриодический ток отключения выключателя;  $\beta_{\text{ном}}$  — номинальное относительное содержание аперриодической составляющей тока отключения для времени  $\tau$  (см. рис. 1.29).

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.вык}}, \quad (1.77)$$

где  $t_{\text{з.мин}}$  — минимальное время действия релейной защиты (принимается 0,01 с);  $t_{\text{с.вык}}$  — собственное время отключения выключателя [1.10, с. 228—251, табл. 5.1 и 5.2].

При  $I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$ , а  $i_{\text{а}\tau} > i_{\text{в.ном}}$  допускается выполнение условия

$$i_{\text{к}\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п}\tau} + i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{ном}}). \quad (1.78)$$

5. Интеграл Джоуля тока КЗ, характеризующий количество теплоты,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ , выделяющейся в аппарате за время короткого замыкания,

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 t_{\text{т}}, \quad (1.79)$$

где  $I_{\text{пр.т}}$  — предельный ток термической стойкости, который данный аппарат может выдержать без повреждения в течение предельного времени термической стойкости  $t_{\text{т}}$ .

Полный интеграл Джоуля тока КЗ является результатом действия периодической ( $B_{\text{к.п}}$ ) и аперриодической ( $B_{\text{к.а}}$ ) составляющих тока:

$$B_{\text{к}} = B_{\text{к.п}} + B_{\text{к.а}}. \quad (1.80)$$

Метод определения  $B_{\text{к}}$  зависит от местонахождения точки короткого замыкания в рассматриваемой схеме.

При удаленном коротком замыкании, когда периодическая составляющая тока КЗ во времени не изменяется,

$$\begin{aligned} B_{\text{к}} &= B_{\text{к.п}} + B_{\text{к.а}} = I_{\text{п}}^2 t_{\text{откл}} + I_{\text{п}}^2 T_{\text{а}} \left( 1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а}}}} \right) = \\ &= I_{\text{п}}^2 \left[ t_{\text{откл}} + T_{\text{а}} \left( 1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а}}}} \right) \right], \end{aligned} \quad (1.81)$$

где  $I_{п}$  — действующее значение периодической составляющей тока КЗ (можно принимать равным  $I''$  и определять по алгоритму рис. 1.18), кА;  $t_{откл} = t_3 + t_{вык}$  — время от начала короткого замыкания до его отключения, с;  $t_3$  — время действия релейной защиты, с;  $t_{вык}$  — полное время отключения выключателя с приводом [1.10, с. 228—251, табл. 5.1 и 5.2].

Если  $t_{откл}/T_a = 1 \div 2$ , то можно использовать более простое выражение

$$B_k = I_{п}^2(t_{откл} + T_a). \quad (1.82)$$

Определение интеграла Джоуля от тока КЗ в двух других характерных случаях — при коротких замыканиях вблизи генератора и вблизи группы двигателей, когда периодическая составляющая тока во времени существенно меняется, имеет свои особенности [1.1 и 5.5].

6. Проверка по включающей способности:

$$I'' \leq I_{вкл.ном}; \quad i_{уд} \leq i_{вкл.ном}, \quad (1.83)$$

где  $I_{вкл.ном}$  — номинальное действующее значение периодической

Таблица 1.6. Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов

Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные		
		выключатель ВМК-110-2000-20VI с приводом ВП	отделитель ОД-110 М/630 с приводом ШПОМ	короткозамыкатель КЗ-110М с приводом ШПКМ
$U_{с.ном} < U_{ном}$	$U_{с.ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ноч} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{расч} < I_{ном}$	$I_{расч} = 420$ А	$I_{ном} = 2000$ А	—	—
	$I_{расч} = 120$ А	—	$I_{ноч} = 630$ А	—
$I'' < I_{пр.с}$	$I'' = 5,9$ кА	$I_{пр.с} = 20$ кА	—	—
$i_{уд} < i_{пр.с}$	$i_{уд} = 15$ кА	$i_{пр.с} = 51$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА	$i_{пр.с} = 34$ кА
$I_{шт} < I_{откл.ном}$	$I_{шт} = 5,7$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	—	—
$\sqrt{2}I_{шт} + I_{шт} < < \sqrt{2}I_{откл.ном} \times (1 + \beta_{ном})$	$\sqrt{2}I_{шт} + I_{шт} = = \sqrt{2} \cdot 5,7 + 2,5 = = 10,6$ кА	$\sqrt{2}I_{откл.ном} \times (1 + \beta_{ном}) = = \sqrt{2} \cdot 20 (1 + 0,24) = 35,2$ кА	—	—
$B_k < I_{пр.т}^2 t_T$	$B_k = 24,5$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{пр.т}^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{пр.т}^2 t_T = = 22^2 \cdot 3 = = 1450$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{пр.т}^2 t_T = = 13,3^2 \cdot 3 = = 530$ кА <sup>2</sup> ·с

составляющей тока включения; *включением* — номинальное амплитудное (мгновенное) значение полного тока включения.

В связи с тем что номинальные токи включения выключателей, как правило, соответствуют номинальным токам отключения, проверка по этому условию не делается (проверка фактически обеспечивается в п. 3).

7. Проверку по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя (скорости восстановления, частоте, коэффициенту превышения амплитуды) производят только для воздушных выключателей [1.5]. При курсовом и дипломном проектировании эту проверку обычно не делают, так как для большинства энергосистем реальные условия восстановления напряжения легче тех, в которых испытан выключатель.

### Пояснения к рис. 1.35

Номинальные параметры разъединителей, отделителей и короткозамыкателей приведены в [1.10, с. 260—281, табл. 5.5 и 5.6].

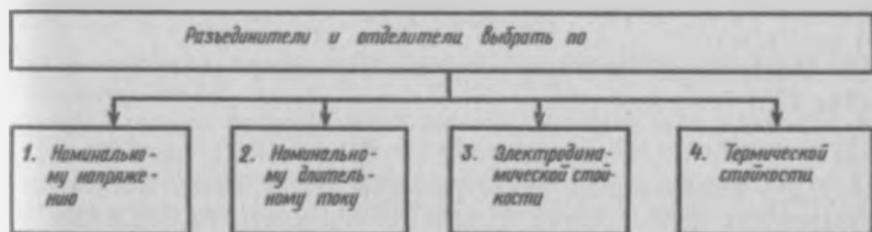


Рис. 1.35. Структурная схема выбора разъединителей и отделителей

По п. 1, 2 и 4 выбор производится аналогично выбору выключателей (соответственно п. 1, 2 и 5 рис. 1.34).

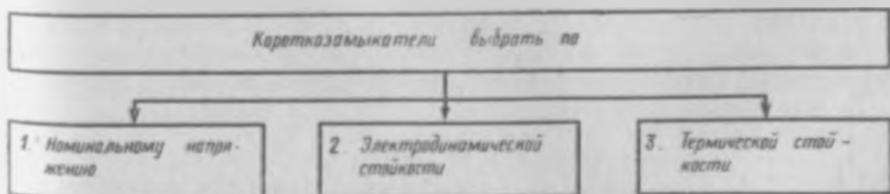


Рис. 1.36. Структурная схема выбора короткозамыкателей

По п. 3 достаточна проверка только по ударному току КЗ (по п. 3б рис. 1.34).

Результаты расчета и номинальные параметры аппарата обычно сводятся в таблицу, аналогичную табл. 1.6.

## Пояснения к рис. 1.36

По п. 1 и 3 выбор производится аналогично выбору выключателей (соответственно п. 1 и 5 рис. 1.34).

По п. 2 проверка проводится аналогично п. 3б рис. 1.34.

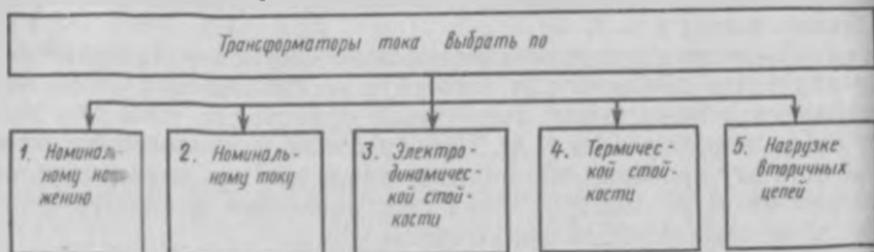


Рис. 1.37. Структурная схема выбора трансформаторов тока

## Пояснения к рис. 1.37

Номинальные параметры трансформаторов тока (ТТ) приведены в [1.10, с. 294—325, табл. 5.9—5.11].

1. Выбор по напряжению аналогичен выбору выключателей (см. п. 1 рис. 1.34).

2. Длительный рабочий расчетный ток цепи, в которую включается ТТ,

$$I_{\text{расч}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (1.84)$$

где  $I_{1\text{ном}}$  — номинальный ток первичной цепи ТТ. Его величина выбирается как можно ближе к значению  $I_{\text{р.дл.т}}$ , так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

3. Ударный ток короткого замыкания

$$i_{y.з} \leq \sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{1\text{ном}}, \quad (1.85)$$

где  $k_{\text{дин}}$  — кратность электродинамической стойкости.

4. Интеграл Джоуля

$$B_k \leq (k_T I_{1\text{ном}})^2 t_T, \quad (1.86)$$

где  $k_T$  — кратность термической стойкости.

5. Вторичная нагрузка

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (1.87)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  — номинальная допустимая нагрузка (при заданном классе точности), Ом.

Допускается определять вторичную нагрузку упрощенно:

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к}}, \quad (1.88)$$

где  $Z_{\text{приб}}$  — сопротивления токовых катушек последовательно включенных приборов;  $R_{\text{пров}}$  — сопротивления соединительных проводов;  $R_{\text{к}}$  — переходное сопротивление контактов.

Номинальные параметры трансформаторов напряжения (ТН) приведены в [1.10, с. 326—339, табл. 5.13].

1. Номинальное напряжение сети и номинальное напряжение ТН одинаковы:

$$U_{с.ном} = U_{ном} \quad (1.89)$$

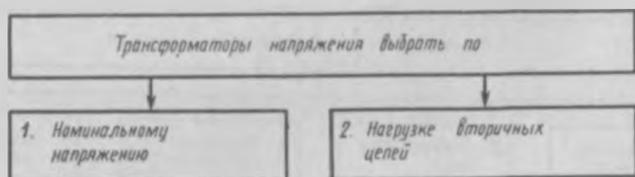


Рис. 1.38. Структурная схема выбора трансформаторов напряжения

2. Расчетная полная нагрузка вторичных цепей:

$$S_2 \leq S_{2ном} \quad (1.90)$$

где  $S_{2ном}$  — номинальная вторичная мощность (при заданном классе точности), В·А.

Точный расчет полной нагрузки выполняется для наиболее нагруженной фазы с учетом схемы соединения ТН и приборов [5.5].

При приближенном расчете полная нагрузка определяется как сумма нагрузок на все фазы ТН без учета схем включения приборов и их разделения по фазам:

$$\begin{aligned} S_2 &= \sqrt{(\sum P_{приб})^2 + (\sum Q_{приб})^2} = \\ &= \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб})^2}, \end{aligned} \quad (1.91)$$

где  $S_{приб}$  — полная мощность, потребляемая всеми катушками напряжения прибора, В·А [1.10, с. 386—390, табл. 6.26];  $\cos \varphi_{приб}$  — коэффициент мощности приборов [принимается для вольтметров, ваттметров и частотомеров равным единице, а для счетчиков — 0,38 ( $\sin \varphi_{приб} = 0,925$ )].

### Пояснения к рис. 1.39

Номинальные параметры предохранителей приведены в [1.10, с. 254—259, табл. 5.4].

1. Номинальные напряжения сети и аппарата должны быть одинаковыми.

2. Номинальный ток плавкой вставки ( $I_{вст.ном}$ ) и номинальный ток патрона ( $I_{патр.ном}$ ) предохранителя для защиты трансформато-

ра со стороны высокого напряжения должны удовлетворять условию

$$I_{\text{вст.ном}} = k_m I_{\text{тр.ном}} < I_{\text{патр.ном}}, \quad (1.92)$$

где  $k_m$  — коэффициент надежности для отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора ( $k_m = 1,5 \div 2$  при  $S_{\text{тр.ном}} > 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ).

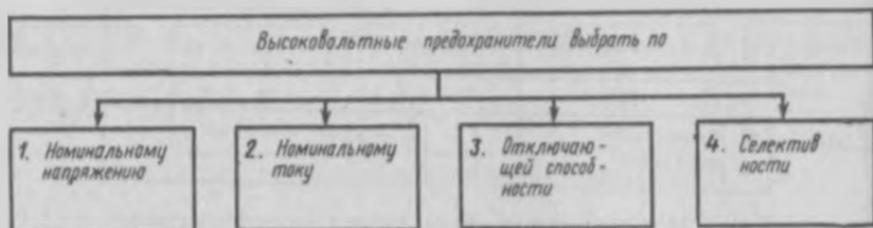


Рис. 1.39. Структурная схема выбора высоковольтных предохранителей

Номинальные токи предохранителей в цепях к ТН не выбираются.

3. Начальное значение периодической составляющей тока при коротком замыкании непосредственно за предохранителем (определяется по алгоритмам рис. 1.18 или 1.21)

$$I'' \leq I_{\text{откл}}, \quad (1.93)$$

где  $I_{\text{откл}}$  — предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

Для ряда токоограничивающих предохранителей типа ПКТ и ПКТУ отключающая способность не ограничена.

4. Селективность работы предохранителей с защитами смежных элементов сети проверяется путем сопоставления защитной (токовременной) характеристики предохранителя с защитными характеристиками отходящих и питающих линий. Характеристика защиты, расположенной ближе к источнику питания, должна быть выше характеристики защиты, расположенной ближе к потребителю.

### Пояснения к рис. 1.40

Номинальные параметры выключателей нагрузки приведены в [1.10, с. 252, 253, табл. 5.3].

По п. 1, 2 и 5 выбор производится аналогично выбору выключателей (соответственно п. 1, 2 и 5 рис. 1.34).

По п. 3 проверка проводится аналогично п. 3б рис. 1.34. При наличии токоограничивающего предохранителя ударный ток  $i_{\text{уд}}$  определяется с учетом токоограничивающей способности предохранителя.

По п. 4 при отсутствии последовательно включенного предохранителя проверка проводится по условию

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (1.94)$$

где  $I_{\text{расч}}$  — наибольший возможный ток в рабочем режиме;  $I_{\text{откл.ном}}$  — предельный ток отключения дугогасительными контактами.

При наличии последовательно включенного предохранителя

$$I'' \leq I_{\text{откл.}} \quad (1.95)$$

где  $I_{\text{откл.}}$  — предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

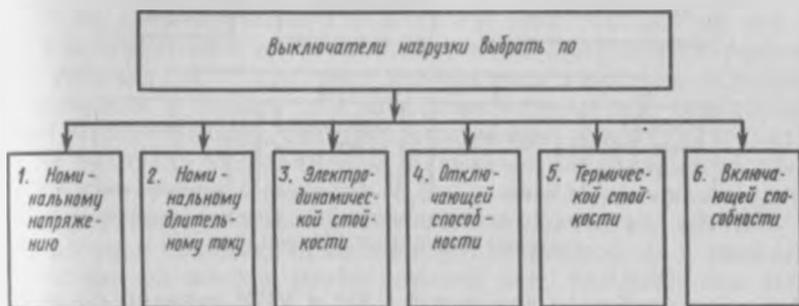


Рис. 1.40. Структурная схема выбора выключателей нагрузки

По п. 6 проверка проводится при отсутствии последовательно включенного предохранителя

$$I_{\text{вкл.расч}} \leq I_{\text{вкл.ном}} \quad (1.96)$$

где  $I_{\text{вкл.расч}}$  — периодическая составляющая тока КЗ в момент включения;  $I_{\text{вкл.ном}}$  — номинальное действующее значение периодической составляющей тока включения.

## § 1.7. Экологическое влияние линий электропередачи

Вопросы экологического влияния высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) приобретают особую актуальность в связи с развитием электрических сетей сверхвысокого напряжения (СВН) 500–750 кВ и освоением ультравысокого напряжения (УВН) 1150 кВ и выше.

Влияние ВЛ на окружающую среду (рис. 1.41) крайне разнообразно. Рассмотрим его подробнее.

Влияние электромагнитного поля на живые организмы\*. Влияние магнитного и электрического полей обычно рассматривается отдельно. Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряженностях порядка 150—200 А/м, возникающих на расстояниях до 1—1,5 м от проводов фаз ВЛ, и представляет опасность при работе под напряжением.

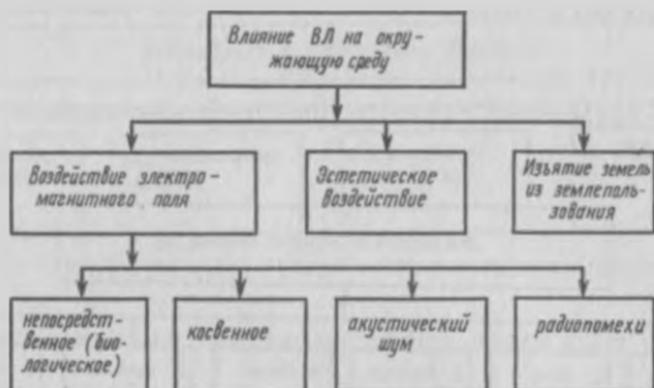


Рис. 1.41. Факторы экологического влияния высоковольтных линий электропередачи

Основные проблемы для линий СВН и УВН связаны с влиянием электрического поля, создаваемого ВЛ. Это поле определяется, в основном, зарядами фаз. С повышением напряжения ВЛ, числа проводов в фазе и эквивалентного радиуса расщепленного провода заряд фазы быстро увеличивается. Так, заряд фазы линии 750 кВ в 5—8 раз больше заряда одиночного провода линии 220 кВ, а линии 1150 кВ в 10—20 раз. Это создает напряженности электрического поля под проводами ВЛ, опасные для живых организмов.

Непосредственное (биологическое) влияние электромагнитного поля линий СВН и УВН на человека связано с воздействием на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиение, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Вредные последствия пребывания человека в сильном электрическом поле зависят от напряженности поля  $E$  и от продолжительности его воздействия.

Без учета длительности воздействия на человека допустимая напряженность электрического поля составляет: 20 кВ/м — для труд-

\* См.: Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Под ред. Г. Н. Александрова, Л. Л. Петерсона. Л., 1983; Зеличенко А. Смирнов Б. И. Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения. М., 1981.

недоступной местности; 15 кВ/м — для ненаселенной местности; 10 кВ/м — для пересечений с дорогами; 5 кВ/м — для населенной местности. При напряженности 0,5 кВ/м на границах жилых застроек допускается пребывание человека в электрическом поле по 24 ч в сутки в течение всей жизни.

Для эксплуатационного персонала подстанций и линий СВН и ВВН установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли): 5 кВ/м — время пребывания неограничено; 10 кВ/м — 180 мин; 15 кВ/м — 90 мин; 20 кВ/м — 10 мин; 25 кВ/м — 5 мин. Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется *экранирование* рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, вертикальные экраны между фазами, съемные экраны при ремонтных работах и др. Как показали эксперименты, надежный экранирующий эффект создают кустарники высотой 3—3,5 м и плодовые деревья высотой 5—8 м, растущие под ВЛ. Это объясняется тем, что кусты и плодовые деревья обладают достаточной проводимостью и выполняют роль экрана на высоте, превышающей рост человека или высоту транспортных средств.

Косвенное воздействие электрического поля заключается в возникновении тока или кратковременных разрядов при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным объектам или, наоборот, при прикосновении изолированного от земли человека к заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или проводящих металлических предметах, изолированных от земли.

Разрядный ток, протекающий через человека, зависит от напряжения линии, активного сопротивления человека, объема и емкости объектов относительно линии. Длительный ток, достигающий 1 мА, для большинства людей является «порогом восприятия». При токе 2—3 мА возникает испуг, при 8—9 мА («порог отпускания») — болевые ощущения и мышечные судороги. Токи свыше 100 мА, протекающие через человека более 3 с, могут привести к смертельному исходу.

Кратковременные искровые разряды, при которых через человека протекает импульсный ток даже с достаточно большими амплитудными значениями, не представляют опасности для жизни.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных ли-

ний. Напряженность электрического поля внутри охранной зоны превышает 1 кВ/м. Для ВЛ 330—750 кВ зона составляет 18—40 м от крайних фаз, для ВЛ 1150 кВ — 55 м.

Акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны на проводах. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. Громкость звука особенно велика на линиях с большим числом (более пяти) расщепленных проводов в фазе при дожде и сырой погоде. Если при сильном дожде шум от короны сливается с шумом дождя, то при слабых осадках он воспринимается как превалирующий источник шума.

Проведенные расчеты показывают, что для линий СВН и УВН за пределами охранной зоны уровень шумов меньше допустимых. В СССР предельная допустимая громкость звука не нормируется.

Радиопомехи возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры, искрениях в контактах линейной арматуры. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности проводов (наличие загрязнений, осадков и др.). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

**Эстетическое воздействие линий.** В районах с высокой плотностью населения одновременно с экономическими и техническими проблемами, возникающими при строительстве линий СВН и УВН, появляются проблемы эстетического воздействия этих линий на окружающую среду. Это воздействие связано с размерами (высотой) опор, их архитектурными формами, с окраской всех элементов линий. Для лучшего визуально-эстетического восприятия рекомендуется: выбор опор, отвечающих требованиям промышленной эстетики и правильным архитектурным формам; естественное прикрытие (экранирование) в виде леса, холмов и др.; маскировка (окраска) элементов линий для снижения их блеска; использование двухцепных опор или опор разной высоты.

**Изъятие земель из землепользования.** По нормам СССР постоянному изъятию подлежат площадки под опорами и фундаментами. Размеры этих площадок равны основанию опоры плюс полса земли шириной 2 м в каждую сторону. При опорах на оттяжках периметр их основания проходит через точки крепления оттяжек к фундаментам.

Кроме постоянного отвода земель производится временное изъятие полосы земли вдоль трассы линии на период строительства, которая затем входит в охранную зону ВЛ.

Стоимость изымаемой земли устанавливается по нормативам для отдельных районов страны и определяется как стоимость восстановления земли с аналогичными по плодородию характеристиками.

Строительство всех сетей напряжением 35 кВ и выше требует в СССР отвода земель под подстанции и опоры ВЛ в среднем 0,1—

0,2 га на каждый 1 МВт прироста нагрузки. Строительство электростанций ведет к изъятию земель до 0,1—0,3 га/МВт и более.

Значительные площади занимают водохранилища, определяющие более чем на 90% размеры изымаемой из пользования земли под все энергетические объекты.

Ниже приводится пример определения напряженности поля под проводами ВЛ.

**Пример 1.4.** Определить необходимый габарит  $\Gamma$  (расстояние от нижней точки провеса провода до земли) линии 750 кВ исходя из допустимой напряженности электрического поля  $E_{доп}$  по условию воздействия на живые организмы. Каждая фаза линии выполнена проводами 5ХАС—240, т. е. расщеплена на 5 проводов с сечением каждого 240 мм<sup>2</sup>. Радиус расщепления  $r_p = 0,255$  м (радиус окружности, проведенной через оси отдельных проводов фазы, см. табл. 6.86). Расстояние между соседними фазами при горизонтальном расположении фаз  $D = 19,5$  м (см. табл. 6.29).

**Решение.** Наибольшую напряженность  $E$  под крайней фазой линии на уровне 1,8 м над землей можно определить по выражению

$$E = \frac{1,05 \cdot 21,8 U_{\phi} C_0 \cdot 10^9}{\Gamma} \left[ 1 - \frac{0,5}{1 + (D/\Gamma)^2} - \frac{0,5}{1 + (2D/\Gamma)^2} \right], \quad (1.97)$$

где  $U_{\phi}$  — фазное напряжение линии, кВ;  $C_0$  — удельная емкость системы прямой последовательности, равная

$$C_0 = \frac{1,02 \cdot 5,55 \cdot 10^{-8}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_{экв}}}. \quad (1.98)$$

Для определения  $C_0$  находим среднее геометрическое расстояние между фазами по (1.17)

$$D_{ср} = 1,26D = 1,26 \cdot 19,5 \approx 24,6 \text{ м}$$

и эквивалентный радиус расщепленной фазы согласно табл. 6.86

$$r_{экв} = r_p \sqrt{\frac{n r_p}{r_p}} = 0,255 \sqrt{\frac{5 \cdot 0,0112}{0,255}} = 0,19 \text{ м.}$$

Тогда удельная емкость согласно (1.98)

$$C_0 = \frac{1,02 \cdot 5,55 \cdot 10^{-8}}{\lg (24,6/0,19)} \approx 2,68 \cdot 10^{-8} \frac{\Phi}{\text{км}}.$$

При допустимой напряженности под линией  $E_{доп} = 20$  кВ/м для труднодоступной местности требуемый габарит линии находится из (1.97):

$$20 = \frac{1,05 \cdot 21,8 \cdot 433 \cdot 2,68 \cdot 10^{-8} \cdot 10^3 \cdot 10^9}{\Gamma} \times \left[ 1 - \frac{0,5}{1 + \left(\frac{19,5}{\Gamma}\right)^2} - \frac{0,5}{1 + \left(\frac{2 \cdot 19,5}{\Gamma}\right)^2} \right].$$

\* См.: Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения/ Под ред. Г. Н. Александрова, Л. Л. Петерсона. Л., 1983.

Соотношение удовлетворяется при габарите линии  $\Gamma = 11,1$  м. Соответствующими расчетами установлено, что допустимая напряженность под линией  $E_{доп} = 15$  кВ/м для ненаселенной местности достигается при значении  $\Gamma = 13,8$  м, а допустимая напряженность  $E_{доп} = 5$  кВ/м для населенной местности при  $\Gamma = 27$  м.

Таким образом, при рассчитанных габаритах (11,1; 13,8; 27 м) напряженности электрического поля под линией 750 кВ не превышают допустимые и не являются опасными для живых организмов.

## Список литературы

- 1.1. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Т. 1. Электроснабжение/Под общей ред. А. А. Федорова. М., 1986.
- 1.2. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М., 1973.
- 1.3. Будзко И. А., Левин М. С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. М., 1985.
- 1.4. Козлов В. А., Билик Н. И., Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроснабжения городов. Л., 1986.
- 1.5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Ершович В. В., Зейлигер А. Н., Илларионов Г. А. и др.; Под ред. С. С. Рокоткина и И. М. Шапиро. М., 1985.
- 1.6. Электрические системы: Электрические сети/Веников В. А., Глазнов А. А., Жуков Л. А., Солдаткина Л. А.; Под ред. В. А. Веникова. М., 1986.
- 1.7. Глазнов А. А., Глазнов А. А. Электрические сети и системы. М., 1960.
- 1.8. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М., 1970.
- 1.9. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М., 1985.
- 1.10. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., 1989.
- 1.11. Электрическая часть электростанций/Усов С. В., Канган В. В., Киселеттер Е. Н. и др.; Под ред. С. В. Усова. М., 1987.
- 1.12. Электрическая часть станций и подстанций/Васильев А. А., Крючков И. П., Найшкова Е. Ф. и др.; Под ред. А. А. Васильева. М., 1980.
- 1.13. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М., 1986.
- 1.14. Блок В. М. Электрические сети и системы. М., 1986.
- 1.15. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей/Блок В. М., Обушев Г. К., Паперно Л. Б. и др.; Под ред. В. М. Блока. М., 1981.
- 1.16. Веников В. А., Шнель Р. В., Оруджев Ф. Д. Автоматизация проектирования в электроэнергетике. М., 1985.
- 1.17. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/Астасов Ю. Н., Веников В. А., Ежков В. В. и др.; Под ред. В. А. Веникова. М., 1983.
- 1.18. Тиходеев Н. Н. Передача электрической энергии/ Под ред. В. И. Писарева. Л., 1984.
- 1.19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110—750 кВ. М., 1979.
- 1.20. Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР. М., 1987.
- 1.21. ГОСТ 27514—87. Короткие замыкания в электроустановках. Расчеты в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Стандарт. М., 1988.

122. Электротехнический справочник. Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ И. Н. Орлова и др. М., 1988.
123. Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. ВСН 97—83/Минэнерго СССР. М., 1984.
124. Пособие по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97—83). М., 1987.
125. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. М., 1987.
126. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., 1983.
127. ГОСТ 28249—89. Короткие замыкания в электроустановках Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Госстандарт. М., 1989.
128. Переходные процессы в системах электроснабжения/В. Н. Винословский, Г. Г. Пшояк, Л. И. Несен и др.; Под ред. В. Н. Винословского, 1989.
129. Идельчик В. И. Электрические сети и системы. М., 1989.

## § 2.1. Техничко-экономическое сравнение вариантов при строительстве в один год и неизменных годовых издержках

Современные энергетические системы состоят из множества элементов, влияющих друг на друга. Однако проектирование всей системы от шин электростанций до потребителя с учетом всех особенностей элементов и одновременным решением множества вопросов (выбора ступеней напряжений, схем станций и подстанций, релейной защиты и автоматики, регулирования режимов работы системы, перенапряжений и т. д.) нереально. Поэтому глобальную задачу необходимо разбить на ряд локальных сводящихся, к проектированию отдельных элементов системы: станций и подстанций, отдельных частей электрических сетей в зависимости от их назначения (районных, промышленных, городских и сельских); релейной защиты и системной автоматики и т. д. Не следует забывать, что это проектирование отдельных частей должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих на данную проектируемую часть системы.

Намеченные проектантом варианты элементов должны удовлетворять требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации качества энергии и возможности дальнейшего развития. Таких вариантов в каждом конкретном случае можно наметить много.

Какому же из них отдать предпочтение? Обычно проектировщики, используя опыт и инженерную интуицию, намечают 2—5 конкурентноспособных, техничеки целесообразных вариантов, удовлетворяющих указанным требованиям (см. [2.1]).

Общезвестным показателем экономической эффективности являются суммарные приведенные затраты  $Z_{\Sigma}$ . Варианту, у которого приведенные затраты меньше, следует отдать предпочтение.

Определим приведенные затраты  $Z$  при строительстве в один этап и дальнейшей эксплуатации с неизменными годовыми издержками  $I$  (2.8).

При строительстве в один этап средства на строительство отпускаются однократно. При этом предполагается, что дальнейшая эксплуатация происходит с неизменными годовыми издержками  $I$ ,

передаваемая мощность, а следовательно, потери энергии  $\Delta E$ , затраты на ремонт и обслуживание и другие затраты не меняются года в год в течение рассматриваемого срока эксплуатации.

С учетом этих условий приведенные затраты, руб/год, будут состоять из трех частей: 1) отчислений от капитальных вложений  $K$  на сооружение линий и подстанций; 2) стоимости потерянной энергии  $c_{\Delta E}$ ; 3) ущерба  $У$ , т. е. математического ожидания годового вероятностного народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении, ухудшения качества энергии и других причин.

Рассмотрим эти составляющие отдельно для каждого элемента электрических сетей (линий и подстанций).

Отчисления от капитальных вложений, руб/год

$$(E_n + p_z)K, \quad (2.1)$$

где  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений о.е./год, зависящий от состояния народного хозяйства на данном этапе развития; принимается в настоящее время равным 0,12 (для новой техники 0,15);  $p_z$  — отчисления на амортизацию  $p_a$ , ремонт  $p_p$  и обслуживание  $p_o$ , о.е./год (табл. 6.32),

$$p_z = p_a + p_p + p_o. \quad (2.2)$$

Эти отчисления используются для осуществления технического прогресса народного хозяйства в целом.

Капитальные вложения на сооружение линий  $K_L$  и подстанций  $K_P$  по укрупненным показателям приведены в гл. 6. Подробные сметы студентам, как правило, составлять не рекомендуется. Сметы составляются специалистами-сметчиками только для окончательно выбранного варианта в проектных организациях, так как требуют громоздких вычислений и специальных знаний. Однако студентам, делающим курсовой или дипломный проект по реконструкции, рекомендуется учитывать возвратные суммы, получаемые за демонтированное оборудование.

Стоимость потерь энергии

Для линий

Стоимость потерь энергии для линий, руб/год,

$$c_{\Delta E} = 3I^2 R \tau c_{\Delta E} \cdot 10^{-3}, \quad (2.3)$$

где  $I$  — максимальный ток в линии, А (если потери энергии необходимо определить с учетом ежегодного роста нагрузки, то расчетное значение тока находится согласно рис. 2.1);  $R$  — активное сопротивление линий, Ом;  $\tau$  — время максимальных потерь, ч/год определяется по заданному числу часов использования максиму-

## § 2.1. Техничко-экономическое сравнение вариантов при строительстве в один год и неизменных годовых издержках

Современные энергетические системы состоят из множества элементов, влияющих друг на друга. Однако проектирование всей системы от шин электростанций до потребителя с учетом всех особенностей элементов и одновременным решением множества вопросов (выбора ступеней напряжений, схем станций и подстанций, релейной защиты и автоматики, регулирования режимов работы системы, перенапряжений и т. д.) нереально. Поэтому глобальную задачу необходимо разбить на ряд локальных сводящихся, к проектированию отдельных элементов системы: станций и подстанций, отдельных частей электрических сетей в зависимости от их назначения (районных, промышленных, городских и сельских); релейной защиты и системной автоматики и т. д. Не следует забывать, что это проектирование отдельных частей должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих на данную проектируемую часть системы.

Намеченные проектантом варианты элементов должны удовлетворять требованиям: *надежности, экономичности, удобства эксплуатации качества энергии и возможности дальнейшего развития.* Таких вариантов в каждом конкретном случае можно наметить много.

Какому же из них отдать предпочтение? Обычно проектировщики, используя опыт и инженерную интуицию, намечают 2—5 конкурентноспособных, технически целесообразных вариантов, удовлетворяющих указанным требованиям (см. [2.1]).

Общезвестным показателем экономической эффективности являются *суммарные приведенные затраты  $Z_x$* . Варианту, у которого приведенные затраты меньше, следует отдать предпочтение.

Определим приведенные затраты  $Z$  при строительстве в один этап и дальнейшей эксплуатации с неизменными годовыми издержками  $I$  (2.8).

При строительстве в один этап средства на строительство отпускаются однократно. При этом предполагается, что дальнейшая эксплуатация происходит с неизменными годовыми издержками  $I$ .

е. передаваемая мощность, а следовательно, потери энергии  $\Delta E$ , затраты на ремонт и обслуживание и другие затраты не меняются года в год в течение рассматриваемого срока эксплуатации.

С учетом этих условий приведенные затраты, руб/год, будут состоять из трех частей: 1) отчислений от капитальных вложений  $K$  на сооружение линий и подстанций; 2) стоимости потерянной энергии  $\Delta E$ ; 3) ущерб  $U$ , т. е. математического ожидания годового вероятного народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении, ухудшения качества энергии и других причин.

Рассмотрим эти составляющие отдельно для каждого элемента электрических сетей (линий и подстанций).

Отчисления от капитальных вложений, руб/год

$$(E_n + p_z)K, \quad (2.1)$$

где  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений о.е./год, зависящий от состояния народного хозяйства на данном этапе развития; принимается в настоящее время равным 0,12 (для новой техники 0,15);  $p_z$  — отчисления на амортизацию  $p_a$ , ремонт  $p_p$  и обслуживание  $p_o$ , о.е./год (табл. 6.32),

$$p_z = p_a + p_p + p_o. \quad (2.2)$$

Эти отчисления используются для осуществления технического прогресса народного хозяйства в целом.

Капитальные вложения на сооружение линий  $K_L$  и подстанций  $K_n$  по крупным показателям приведены в гл. 6. Подробные сметы студентам, как правило, составлять не рекомендуется. Сметы составляются специалистами-сметчиками только для окончательно выбранного варианта в проектных организациях, так как требуют громоздких вычислений и специальных знаний. Однако студентам, делающим курсовой или дипломный проект по реконструкции, рекомендуется учитывать возвратные суммы, получаемые за демонтированное оборудование.

Стоимость потерь энергии

Для линий

Стоимость потерь энергии для линий, руб/год,

$$c_{\Delta E_L} = 3I^2 R \tau c_{\Delta E} \cdot 10^{-3}, \quad (2.3)$$

где  $I$  — максимальный ток в линии, А (если потери энергии необходимо определить с учетом ежегодного роста нагрузки, то расчетное значение тока находится согласно рис. 2.1);  $R$  — активное сопротивление линий, Ом;  $\tau$  — время максимальных потерь, ч/год определяется по заданному числу часов использования максиму-

ма  $T_{\max}$  (см. рис. 6.1)];  $c_{\Sigma}$  — стоимость 1 кВт·ч потерь энергии по замыкающим затратам, руб/(кВт·ч). Величина  $c_{\Sigma}$  зависит от  $\tau$  (см. рис. 6.2).

Согласно основным методическим положениям технико-экономических расчетов в энергетике стоимость потерь энергии по замыкающим затратам принята равной средней в энергосистеме себестоимости электроэнергии, отпущенной с шин новых конденсационных электростанций (см. [2.1]).

На рис. 2.2 дана структурная схема для расчета потерь мощности энергии и стоимости потерь энергии в воздушных и кабельных линиях.

При приближенном учете потерь энергии в звеньях более высоких напряжений вводится повышающий коэффициент (см. табл. 6.33).

Если известны напряжение  $U$ , кВ, активная мощность  $P$ , кВт, реактивная  $Q$ , квар, в линии, то потери мощности, кВт,

$$\Delta P_{\Sigma} = (P^2 + Q^2)R/U^2.$$

В структурной схеме (рис. 2.2 в п. 3) учтены также потери на корону, которыми для линий напряжением ниже 220 кВ можно пренебречь. При расчетах кабельных линий напряжением выше 110 кВ вместо потерь на корону учитываются потери мощности,

Рис. 2.1. Относительный прирост расчетной нагрузки при ежегодном росте  $\alpha$

Приведенное усредненное значение расчетного тока по (2.18)  $I_{\text{расч}} = -\beta I$ , где  $I$  — ток в линии в первый год эксплуатации (см. пример 7.2)

обусловленные процессами в изоляции [1.7]. Мощность, генерируемая линиями, учитывается для воздушных линий при напряжениях 110 кВ и выше и для кабельных — при 20 кВ и выше. Данные структурной схемы (см. рис. 2.2), обусловленные потерями полной мощности, используются при расчете режимов.

### Для трансформаторов

Стоимость потерь энергии группы одинаковых параллельно включенных трансформаторов, руб/год,

$$c_{\Delta \Sigma \text{тр}} = n \Delta P_{\Sigma} c_{\Sigma} T + \frac{1}{n} \Delta P_{\Sigma} \left( \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 c_{\Sigma \text{хт}}, \quad (2.4)$$

где  $n$  — число трансформаторов в группе;  $\Delta P_{\Sigma}$  и  $\Delta P_{\Sigma}$  — номинальные (табличные) потери холостого хода и короткого замыкания, кВт, соответственно (их значения даны в гл. 6 для заданного типа трансформатора, его номинальной мощности  $S_{\text{ном}}$  и напряжения об-

моток);  $c_{\Sigma \text{х}}$  и  $c_{\Sigma \text{к}}$  — стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и короткого замыкания соответственно (см. рис. 6.2);  $T$  — время работы трансформаторов, ч/год (при его работе круглый год  $T = 8760$  ч);  $S_{\Sigma}$  — фактическая мощность, протекающая по всем трансформаторам группы, МВ·А. При  $\tau = T_{\max} = 8760$  ч  $c_{\Sigma \text{к}} = c_{\Sigma \text{х}}$ .

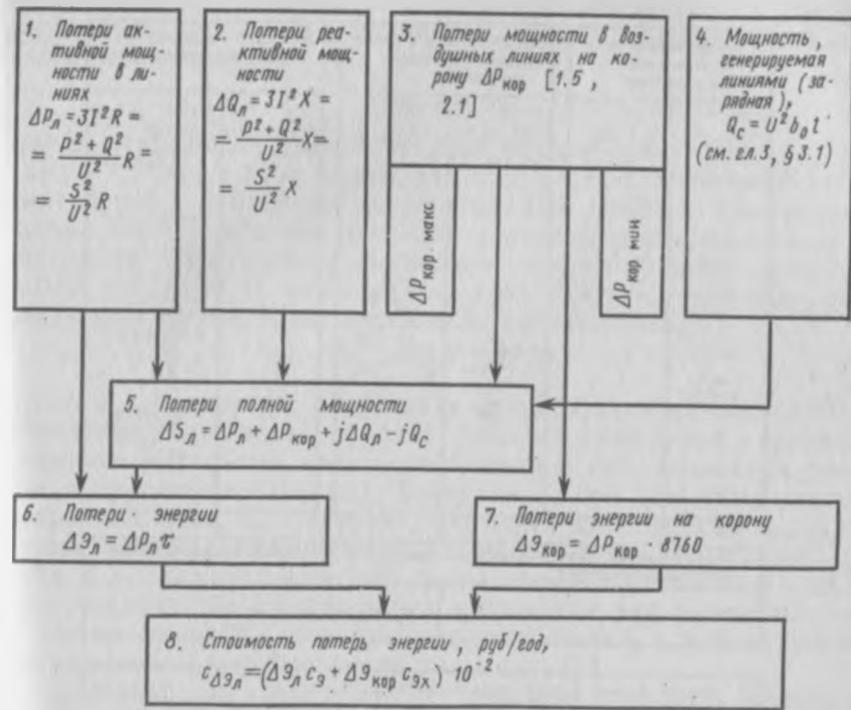


Рис. 2.2. Структурная схема для определения потерь мощности, энергии и стоимости потерь энергии в воздушных и кабельных линиях

На рис. 2.3 дана структурная схема для расчета потерь мощности, энергии и стоимости потерь энергии для двух- и трехобмоточных трансформаторов, а также автотрансформаторов. Структурная схема составлена для следующих условий:

- 1) мощность обмоток трехобмоточных трансформаторов равна 100/100/100 %;
- 2) потери  $\Delta P_{\Sigma}$  приведены в таблицах для каждой пары обмоток автотрансформаторов В—С, С—Н, и В—Н (высшей — средней, средней — нижней и высшей — нижней);
- 3) сопротивление  $R_{\Sigma}$  приведено к стороне (например, к высшей), напряжение которой введено в выражение;
- 4) при группе  $n$  трансформаторов величина  $S$  ( $S_{\Sigma}$ ,  $S_{\Sigma}$ ,  $S_{\Sigma}$ ) в п. 1б, 2б, 3б равна суммарной фактической мощности всей группы, т. е.  $S = S_{\Sigma}$ .

При определении потерь мощности одного трансформатора, работающего в группе, величина  $S$  ( $S_B, S_C, S_H$ ) — фактическая мощность этого трансформатора;

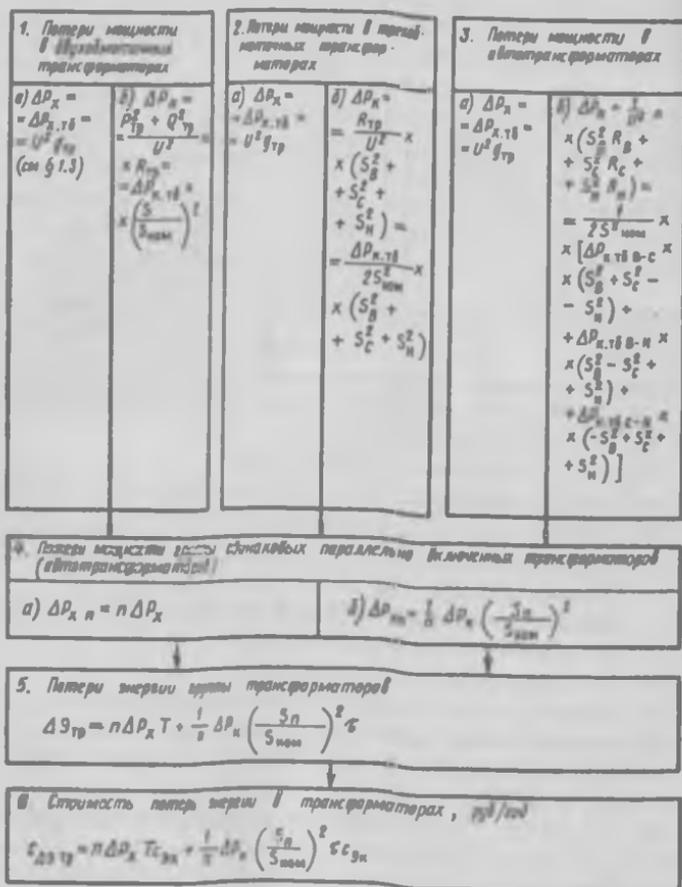


Рис. 2.3. Структурная схема для определения потерь мощности, энергии и стоимости потерь энергии в трансформаторах (двух- и трехобмоточных) и автотрансформаторах

б) для отдельно работающего трансформатора в п. 4 величина  $n=1$ .

Индекс «тб» в алгоритме означает, что данную величину можно найти в таблицах (см. гл. 6).

## Ущерб

Народнохозяйственный ущерб от перебоев электроснабжения и понижения качества энергии включает в себя составляющие:

1. Ущерб от перерыва электроснабжения, пропорциональный недоотпущенной энергии. В свою очередь сюда входят ущерб от недоотпуска продукции, оплата за простой, непроизводительные расходы материалов:

$$Y_{нд} = y_0 \mathcal{E}_{нд}$$

где  $y_0$  — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/(кВт·ч). Иногда этот ущерб для отдельных потребителей составляет десятки рублей за недоотпущенный 1 кВт·ч. Как рекомендуется в [2.2], эта величина для курсового и дипломного проектирования может быть в среднем принята равной  $y_0 = 0,6 \div 0,85$  руб/(кВт·ч) или согласно табл. 6.36;  $\mathcal{E}_{нд}$  — энергия, недоотпущенная в год из-за отключения потребителей,

$$\mathcal{E}_{нд} = T_x \mathcal{E}_{год} / 8760. \quad (2.5)$$

Здесь  $\mathcal{E}_{год}$  — энергия, полученная потребителем за год (8760 ч), кВт·ч/год;  $T_x$  — время простоя (средняя суммарная продолжительность перебоев электроснабжения в год, вызванная ремонтом и другими причинами). Величина  $T_x$  при известных удельной повреждаемости  $\omega_{ав}$  (авария), плановых отключенных  $\omega_{пл}$  и продолжительности аварийных  $t_{ав}$  и плановых  $t_{пл}$  отключений (см. табл. 6.37) определяется как сумма продолжительностей ожидаемых отключений. Необходимые выражения для различных схем с учетом плановых и аварийных отключений и одновременного повреждения резервных цепей даны в [2.3].

2. Ущерб, зависящий от продолжительности перерыва и количества недоотпущенной электроэнергии,  $y_0'$ , руб/кВт. Сюда входит непосредственный ущерб от нарушения технологического процесса, брака продукции, порчи сырья, материалов оборудования, а также затраты на восстановление и наладку технологического процесса (см. табл. 6.36).

3. Ущерб от понижения качества энергии — отклонения напряжения и частоты, нарушения симметрии напряжения. Для упрощения курсового и дипломного проектирования составляющие п. 2 и 3 при отсутствии специального задания могут не учитываться.

Таким образом, приведенные затраты, руб/год,

$$Z = \sum [(E_n + p_r) K + c_{аэ} + Y]. \quad (2.6)$$

Суммирование производится по элементам системы (линиям, трансформаторам и т. д.). Вариант считается оптимальным, если приведенные затраты минимальны. Если какая-либо составляющая этих затрат входит во все сравниваемые варианты (величина

постоянная), она может не учитываться, так как на выбор варианта не влияет.

Нередко в литературе выражение (2.6) приводится в виде

$$Z = E_n K + I_z, \quad (2.7)$$

где годовые издержки, руб/год,

$$I_z = \sum (p_z K + c_{\Delta\mathcal{E}} + Y). \quad (2.8)$$

Сравнение вариантов может производиться также по удельной  $p$  а счетной стоимости передачи энергии, руб/(кВт·ч),

$$c_n = Z/\mathcal{E} = Z/(P_{\max} T_{\max}), \quad (2.9)$$

где  $P_{\max}$  — максимальная активная мощность, передаваемая потребителю, кВт. Величина  $T_{\max}$  зависит от потребителя и может быть определена по табл. 6.30.

Важным показателем является также себестоимость передачи энергии, руб/(кВт·ч),

$$C_c = I/\mathcal{E} = I/(P_{\max} T_{\max}).$$

Ниже приводится пример определения приведенных затрат при сравнении линий разных сечений.

**Пример 2.1.** По линии, установленной на железобетонных одноцепных опорах, длиной 50 км, напряжением 110 кВ передается мощность  $S=20$  МВ·А. Число часов использования максимума  $T_{\max}=5000$  ч/год. Линия проложена в районе II по гололеду (г. Рига). Коэффициент  $E_n=0,12$ . Найти приведенные затраты при проводах АС-120 и АС-150 и выбрать наимыгоднейший вариант.

*Решение.* Так как ущерб для обоих вариантов можно считать одинаковым, то согласно (2.3) и (2.6) приведенные затраты, руб/год,

$$Z = (E_n + p_z) K_A + 3I^2 R t c_{\mathcal{E}} \cdot 10^{-3}.$$

1. Определяем значение  $t$  по заданному  $T_{\max}$ . Согласно рис. 6.1 значение  $t=300$  ч/год.

2. Так как затраты на ремонт и обслуживание мало зависят от выбираемого сечения, то отчисления на ремонт и обслуживание пренебрегаем. Тогда согласно табл. 6.32 отчисления на амортизацию  $p_A=2,4\%$ , или 0,024.

3. Стоимость 1 км линий района II по гололеду (см. табл. 6.99), установленных на железобетонных одноцепных опорах, для сечений АС-120 составляет 11,4 тыс. руб/км и для АС-150 — 11,7 тыс. руб/км.

4. По рис. 6.2 находим стоимость  $c_{\mathcal{E}}=2,4$  коп/(кВт·ч) при коэффициенте участия максимума энергосистемы  $k_{\max}=1$ .

5. По табл. 6.54 определяем удельное активное сопротивление линий  $R_0$  АС-120  $\cong 0,25$  Ом/км,  $R_0$  АС-150  $\cong 0,2$  Ом/км.

6. Находим ток в линии

$$I = S/(\sqrt{3}U) = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 105 \text{ А.}$$

Для варианта I

$$\begin{aligned} Z_{\text{АС-120}} &= (0,12 + 0,024) 11 \cdot 400 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 2,4 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} = \\ &= 82 \cdot 650 + 32 \cdot 149 = 114 \cdot 799 \text{ руб/год.} \end{aligned}$$

Для варианта II

$$\begin{aligned} Z_{AC-150}(0,12 + 0,024) 11\,700 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,2 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 2,4 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} = \\ = 84\,825 + 25\,005 = 109\,830 \text{ руб/год.} \end{aligned}$$

Как видно из расчетов, меньшие приведенные затраты соответствуют при водам большего сечения (АС-150), поэтому выбираем вариант II.

Если принять  $E_n = 0,15$ , что рекомендуется для строительства линий с новым оборудованием, то

$$Z_{AC-120} = 131\,899 \text{ руб/год, а } Z_{AC-150} = 127\,380 \text{ руб/год.}$$

Таким образом, оптимальным является также вариант II.

## § 2.2. Технико-экономическое сравнение вариантов при строительстве в течение ряда лет и изменяющихся годовых издержках

Если строительство длится ряд лет, то государство не должно в начале строительства (в 1-й год) выделять все средства. Средства выделяются поэтапно: в 1-й год — те средства, которые необходимы для первого этапа, во 2-й год — для второго этапа и т. д. В течение всех лет строительства средства, предусмотренные на последующие годы, используются на других объектах, приносят ежегодный доход народному хозяйству. С учетом этого дохода государство отпускает на данное строительство меньше средств, чем если бы оно отпустило их в 1-й год на все строительство в целом. Таким образом, учитывается фактор времени. Этот фактор характеризуется коэффициентом приведения различных временных затрат  $E_{nn}$ , который в настоящее время принимается равным 8% (0,08).

То же относится и к другим составляющим приведенных затрат — издержкам и ущербу. Суммарные затраты, приведенные к 1-му году (1),

$$Z_1^{(1)} = \sum_1^T \frac{E_n K_t + H_t}{(1 + E_{nn})^{t-1}} \quad (2.10)$$

Это выражение может быть представлено также в виде

$$Z_1^{(1)} = \sum_1^T \left[ \frac{E_n K_t}{(1 + E_{nn})^{t-1}} + \frac{E_{nn} H_t}{(1 + E_{nn})^t} \right] + \frac{H_T}{(1 + E_{nn})^T} \quad (2.11)$$

В формулах (2.10) и (2.11)  $T$  — последний рассматриваемый год эксплуатации, после которого годовые издержки сохраняются постоянными;  $K_t$  — капитальные вложения в  $t$ -й год, руб.;  $H_t$  —

\* См.: Шапиро И. З. О выборе расчетного временного интервала при оптимизации развития электрической сети // Электричество. 1987. № 8. С. 48—50

издержки в  $t$ -й год, руб.;  $\delta I_t = I_t - I_{t-1}$  — приращение годовых издержек в рассматриваемом году по сравнению с предыдущим. Для 1-го года  $\delta I_1 = I_1 - I_0 = I_1$ , поскольку до 1-го года издержек нет, т. е.  $I_0 = 0$ .

Отчисления от капиталовложений и издержки, приведенные к 1-му году, тем меньше, чем больше номер года  $t$ . В выражении (2.10) это учитывается возрастанием показателей  $t$  или  $(t-1)$  знаменателя и соответствующим уменьшением дроби.

Выражение (2.7) является частным случаем (2.10) при строительстве в один год и неизменных издержках, как было принято в § 2.1. Строительству в один год соответствует  $K_2 = K_3 = \dots = K_T = 0$ . Постоянству годовых издержек соответствует  $\delta I_2 = \delta I_3 = \dots = \delta I_T = 0$  (приращения нет). Как было указано,  $\delta I_1 = I_1$ . После подстановки этих значений выражение (2.10) превращается в (2.7) или (2.6). Для сравнения вариантов безразлично, к какому году приводятся затраты: можно приводить их к любому году, а не только к первому.

**Пример 2.2.** Сравнить варианты I и II по экономическим показателям и выбрать лучший.

Рассматриваемый срок  $T = 10$  лет, из которых строительство сети продолжается 3 года. Эксплуатация начинается с 2-го года рассматриваемого периода  $T$ . Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание составляют 7% от суммарных капиталовложений за предыдущие годы. Капитальные вложения, годовые потери энергии и головной ущерб по годам рассматриваемого периода заданы и приведены в табл. 2.1;  $E_n = 0,15$ .

Таблица 2.1. Данные к примеру 2.2

Отчисления, тыс. руб/год	Годы									
	1-я	2-я	3-я	4-я	5-я	6-я	7-я	8-я	9-я	10-я
Капиталовложения $K_t$	400 400	500 400	400 400	—	—	—	—	—	—	—
Стоимость потерь энергии $c_{\Delta \varepsilon}$	—	25 53	37 65	45 80	52 95	63 107	72 115	76 120	84 130	90 135
Ущерб (математическое ожидание) $U_t$	—	4 5	5 6	5 6	6 6	6 7	6 7	7 8	7 8	7 9
Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $p_t K_t$	—	28 28	63 56	91 84						
Суммарные годовые издержки $I_t$	—	57 86	105 127	141 170	149 185	160 198	169 206	174 212	182 222	188 228
Приращение годовых издержек $\delta I_t$	—	57 86	48 41	36 43	8 15	11 13	9 8	5 6	8 10	6 6

Примечание. В числителе приведены данные для варианта I, а в знаменателе — для варианта II.

**Решение.** 1. Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, суммарные годовые издержки и их приращения подсчитываются и заносятся в табл. 2.1.

2. Приведенные затраты вычисляются по (2.10).

Для варианта I

$$Z_{2I}^{(1)} = \frac{0,15 \cdot 400 + 0}{(1+0,1)^{1-1}} + \frac{0,15 \cdot 500 + 57}{(1+0,1)^{2-1}} + \frac{0,15 \cdot 400 + 48}{(1+0,1)^{3-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 36}{(1+0,1)^{4-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 8}{(1+0,1)^{5-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 11}{(1+0,1)^{6-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 9}{(1+0,1)^{7-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 5}{(1+0,1)^{8-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 8}{(1+0,1)^{9-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 6}{(1+0,1)^{10-1}} = \frac{60}{1} + \frac{132}{1,1} + \frac{108}{1,21} + \frac{36}{1,33} + \frac{8}{1,46} + \frac{4}{1,61} + \frac{9}{1,77} + \frac{5}{1,95} + \frac{8}{2,15} + \frac{6}{2,36} = 318,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для варианта II

$$Z_{2II}^{(1)} = \frac{0,15 \cdot 400 + 0}{1} + \frac{0,15 \cdot 400 + 86}{1,1} + \frac{0,15 \cdot 400 + 41}{1,21} + \frac{43}{1,33} + \frac{15}{1,46} + \frac{13}{1,61} + \frac{8}{1,77} + \frac{6}{1,95} + \frac{10}{2,15} + \frac{6}{2,36} = 341,62 \text{ тыс. руб/год.}$$

Как видно из расчетов, меньшие приведенные затраты получаются для варианта I, который и выбираем как оптимальный.

Те же результаты могут быть получены без использования приращения  $\delta I$  по выражению (2.11).

Итоговые таблицы сравнений для различных вариантов (при строительстве в один год или в течение ряда лет) приведены в табл. 6.34 и 6.35.

Необходимо подчеркнуть, что годовые издержки (годовые эксплуатационные расходы)  $I$  подсчитываются при эксплуатации сетей, а приведенные затраты  $Z$  при проектировании для выбора оптимально-экономического варианта.

### § 2.3. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей

Экономический выбор сечения проводов и кабелей проводится по таблице экономической плотности тока  $j_{\text{э}}$  (см. табл. 6.31). Эта таблица была предложена в 40-х годах и в то время являлась большим шагом вперед, так как в ней учитывались не только капитальные затраты, но и потери электроэнергии. До введения

этой таблицы основное внимание уделялось капитальным вложениям и учет потерь энергии в ряде случаев не производился или производился из «общих инженерных соображений», причем эти соображения были в достаточной мере неопределенными и зависели от проектировщика. Вводились коэффициенты дефицитности на цветной металл, повышающие установленную стоимость до пятикратной.

Между тем и в то время топливо являлось не менее важным фактором, чем металл, и недоучет потерь энергии вызывал большой перерасход государственных средств. Поэтому введение таблицы экономической плотности тока явилось большим достижением в деле упорядочения соотношений между капиталовложениями в электрические сети и потерями электрической энергии.

### Общие положения

При расчете по экономической плотности тока сечение проводов выбирается по выражению

$$F = I / j_{\text{эк}},$$

где  $I$  — расчетный ток линии, А;  $j_{\text{эк}}$  — рекомендуемая экономическая плотность, А/мм<sup>2</sup> (см. табл. 6.31).

Однако выбор проводов и кабелей по таблице экономической плотности тока не отвечает условию минимума приведенных затрат, так как экономическая плотность тока была определена с рядом допущений.

Сечения, которые в действительности изменяются дискретно, по формуле  $F = I / j_{\text{эк}}$  получаются непрерывными. Напротив, экономическая плотность тока  $j_{\text{эк}}$  дана для сравнительно больших диапазонов числа часов использования максимума, т. е. дискретная, тогда как в действительности является непрерывной функцией. Коэффициенты отчислений от капитальных вложений принимались одинаковыми для различных случаев. Между тем эти коэффициенты не однозначны для различных исполнений сетей. Стоимость потерь электроэнергии изменяется с момента составления указанной таблицы, кроме того, она различна для разных районов страны; коэффициенты и стоимость сетей также претерпевают изменения.

В настоящее время выбор вариантов рекомендуется производить по приведенным затратам [см. (2.6) и (2.10)]. Выбирается вариант, для которого приведенные затраты минимальны.

Для выбора сечений в простейшем случае строительства линий в один год приведенные затраты, руб/(км·год), согласно (2.1), (2.2), (2.3) и (2.6),

$$Z_d = (E_n + p_n) K_n + 3I_{\text{макс}}^2 R_0 \tau c_{\text{э}} \cdot 10^{-3}, \quad (2.12)$$

где  $p_n$  — коэффициенты отчислений на амортизацию, о. е., так как

сечение мало зависит от ремонта и обслуживания;  $R_0$  — удельное активное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/м.

Если считать, что величина  $K_n$  линейно зависит от сечения проводов  $F$ , и учесть, что сопротивление  $R_0$  обратно пропорционально сечению, то минимум затрат по (2.12) приведет к выбору сечения  $F$  по экономической плотности тока. При этом рекомендуемая экономическая плотность тока  $j_{эк}$  может быть принята в соответствии с фактическими значениями  $E_n$ ,  $\rho_n$ ,  $\tau$  и  $c_{э}$  и будет отличаться от значений, приведенных в табл. 6.31. Значения  $j_{эк}$  были определены в Рижском политехническом институте с учетом всех изменений\*.

Однако даже такая измененная экономическая плотность тока предполагает линейную зависимость  $K_n = f(F)$ . В действительности же эта зависимость нелинейна, поэтому полученные таким способом сечения не будут оптимальными.

В 1945 г. была предложена методика\*\* определения экономических сечений, учитывающая все указанные факторы, в том числе стандартность сечений и нелинейность зависимости  $K_n = f(F)$ . Позднее этот метод был обобщен В. А. Вениковым и Ю. Н. Астаховым\*\*\* и назван методом *экономических интервалов*.

Приведенные затраты  $Z = f(I)$  по (2.12) для стандартных сечений представляют собой серию пересекающихся параболических кривых. Точки пересечения их дают значение тока, при котором экономически целесообразен переход от одного сечения к другому (экономические интервалы). На рис. 2.4 жирная ломаная кривая является кривой минимальных приведенных затрат, т. е. соответствует наиболее выгодным сечениям. Из кривых видно, что отдельные сечения являются наиболее выгодными для определенных диапазонов токов.

Как показали расчеты, применение крупных сечений кабелей вместо спаренных, но более мелких всегда экономичнее. Это целесообразно также и с точки зрения термической устойчивости при коротком замыкании в кабеле вблизи источника питания. Применение спаренных сечений может быть рекомендовано только при больших нагрузках, когда одинарные сечения недостаточны по условиям надежности.

Значение экономического тока  $I_{эк}$  в месте пересечения кривых

\* См.: Блок В. М., Данилов С. А., Данилова Л. В. Выбор оптимальных сечений из экономических соображений по кривым экономических интервалов с использованием уточненных значений экономической плотности тока // *Электротехника*. 1975. Вып. 9.

\*\* См.: Блок В. М. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей по кривым экономических интервалов // *Электричество*. 1975. № 1. С. 78—80.

\*\*\* См.: Веников В. А., Астахов Ю. Н. Экономические интервалы для выбора оптимальных вариантов энергетических объектов и их применение при технико-экономических расчетах электропередач // *Изв. АН СССР. Энергетика и автоматика*. 1962. № 3. С. 13—19.

может быть определено из уравнения

$$Z_{a1} = Z_{a2}, \quad (2.13)$$

где  $Z_{a1}$  и  $Z_{a2}$  — приведенные затраты для сравниваемых сечений, зависящие от тока. Значения  $Z_{a1}$  и  $Z_{a2}$  могут быть определены по (2.12):

$$\left. \begin{aligned} Z_{a1} &= (E_n + p_n) K_{a1} + 3I^2 R_1 \tau c_3 \cdot 10^{-3}; \\ Z_{a2} &= (E_n + p_n) K_{a2} + 3I^2 R_2 \tau c_3 \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

Подставив полученные значения в (2.13), найдем экономический ток

$$I_{\text{ок}} = \sqrt{\frac{E_n + p_n}{\tau c_3}} \sqrt{\frac{(K_{a2} - K_{a1}) 10^3}{3(R_1 - R_2)}}, \quad (2.15)$$

где  $K_{a1}$  и  $K_{a2}$  — капиталовложения на сооружение линий соответствующих сечений, руб/км;  $R_1$  и  $R_2$  — сопротивления линий для тех же сечений, Ом/км.

Зависимость приведенных затрат  $Z_a$  от максимального тока  $I$  для различных сечений представлена на рис. 2.4.

Как видно из (2.15), экономический ток пропорционален величине  $\sqrt{(E_n + p_n)/(\tau c_3)}$ . Обозначив

$$(E_n + p_n)/(\tau c_3) = \sigma, \quad (2.16)$$

получим

$$I_{\text{ок}} = \sqrt{\sigma} \sqrt{\frac{(K_{a2} - K_{a1}) 10^3}{3(R_1 - R_2)}}. \quad (2.17)$$

Если значение выражения под вторым корнем в (2.15) или в (2.17) окажется отрицательным, то это означает, что кривые  $Z_{a1} = f_1(I)$  и  $Z_{a2} = f_2(I)$  не пересекаются, т. е. одно сечение всегда является более выгодным, чем другое, при всех значениях максимального тока нагрузки.

По рассматриваемой методике построены номограммы экономических интервалов  $I = f \sqrt{\sigma}$  (см. гл. 7), дающие точный выбор экономического сечения для линий разных напряжений и исполнений сетей (см. рис. 7.2—7.25). Как видно из рис. 7.10, для воздушных линий 110 кВ сечения АС-120 и АС-185 для данного исполнения сети экономически невыгодны и их применять не следует. Аналогично оказались также невыгодными и некоторые сечения для других исполнений сетей и напряжений. Из номограмм видно, что одни сечения имеют большую зону использования, другие — меньшую. Так, на рис. 7.19 сечения кабелей марок ААБЛУ-120 и ААБЛУ-185 имеют небольшую зону использования, а зоны сечений ААБЛУ-70 и ААБЛУ-150 — значительно большую.

При выборе сечения провода по номограммам экономических интервалов необходимо определить максимальный ток линии  $I$  и значение  $\sqrt{\sigma}$ . Зона, в которую попадает точка с координатами  $\sqrt{\sigma}$ ,  $I$ , указывает значение экономического сечения (см. пример 7.1).

При учете изменения нагрузок по годам берется усредненное значение расчетного тока

$$I'_{\text{расч}} = \sqrt{\sum_{i=1}^{t-T} \frac{E_{\text{нп}} I_i^2}{(1 + E_{\text{нп}})^i} + \frac{I_T^2}{(1 + E_{\text{нп}})^T}}, \quad (2.18)$$

где  $E_{\text{нп}}$  — коэффициент приведения разновременных затрат (принимается равным 0,1);  $I_i$  — максимальный ток в  $i$ -м году;  $I_T$  — максимальный ток в  $T$ -м году [последний расчетный год эксплуатации (см. [1.5])].

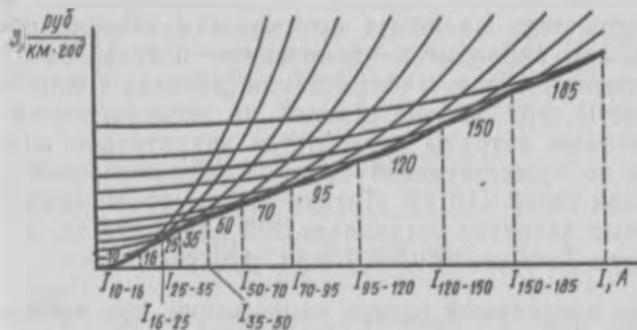


Рис. 2.4. Зависимость приведенных затрат  $Z$  от тока в линии  $I$  для различных сечений

Относительный прирост расчетной нагрузки  $\beta$  при ежегодном приросте  $\alpha$ , %, дан на рис. 2.1. Аналогично по тем же кривым экономических интервалов с координатами  $\sqrt{\sigma}$  и  $I'_{\text{расч}}$  выбирается экономическое сечение (см. пример 7.2) при учете роста нагрузки.

При нескольких нагрузках, питаемых линией (см. рис. 7.1), в качестве расчетного принимается такой ток  $I''_{\text{расч}}$ , который вызвал бы те же потери в линии, что и действительные токи нагрузок:

$$I''_{\text{расч}} L = I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + I_3^2 l_3 + \dots = \sum_{m=1}^{m=n} I_m^2 l_m,$$

где  $m$  — номер участка;  $n$  — число участков, откуда (см. пример 6.3)

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{\sum_{m=1}^{m=n} I_m^2 t_m / L} \quad (2.19)$$

Далее задача решается аналогично.

Данный метод по сравнению с методом определения сечения по экономической плотности тока учитывает фактические значения величин  $E_n$ ,  $\rho_n$ ,  $\tau$  и  $c_3$ , ступенчатость сечения и стоимость линий, допустимый нагрев проводов в нормальном режиме, что отражено горизонтальной частью номограмм экономических интервалов (см. рис. 7.2—7.25), а также ограничения, связанные с короной, вследствие чего недопустимые сечения на графиках отсутствуют. Таким образом, при определении сечений по номограммам  $I = f(\sqrt{J})$  выбор по условиям нагрева и по короне не требуется. Кроме того, как указывалось, этот метод позволяет учесть как множественность нагрузок, так и динамику их роста.

Проведенный анализ показал, что существующая экономическая плотность тока занижает оптимальное сечение примерно в 1,5—2 раза, что приводит к увеличению потерь электрической энергии и соответственно к возрастанию расхода топлива. Как показали расчеты, при выборе сечений по экономическим интервалам приведенные затраты получаются значительно меньше, чем при выборе по существующей таблице экономической плотности тока. Так, для сетей 110 кВ Латвийской энергосистемы экономия в приведенных затратах составляет 200 тыс. руб/год, а для сетей 330 кВ Северо-Запада — более 1 млн. руб/год.

### Проверка по допустимой потере напряжения при выборе сечения по номограммам экономических интервалов

Такая проверка производится, если фактическая длина линии  $L$  больше ее предельной длины  $L_{\text{пред}}$ . Что же такое предельная длина и как она находится? Для желающих заниматься исследованиями в области экономических интервалов будет полезным вывод, приведенный ниже.

Как известно, потеря напряжения определяется по выражению

$$\Delta U = \sum (P_m R_m + Q_m X_m) / U, \quad (2.20)$$

где  $P_m$  и  $Q_m$  — активная и реактивная мощности на  $m$ -х участках (линейные мощности нагрузок в конце участков);  $R_m$  и  $X_m$  — активное и индуктивное сопротивление этих же участков (или от соответствующей нагрузки до питающего пункта);  $U$  — напряжение сети.

Подставив в (2.20) значения

$$P = \sqrt{3} I \cos \varphi, \quad Q = P \operatorname{tg} \varphi, \quad R = L / (\gamma F_1) \text{ и } X = X_0 L,$$

получим

$$\Delta U = \sqrt{3} I L \cos \varphi [1 / (\gamma F_1) + \operatorname{tg} \varphi X_0], \quad (2.21)$$

где  $I$  — ток, протекающий по линии, А;  $L$  — длина линии, м;  $\gamma$  — проводимость

металла, м/(Ом·мм<sup>2</sup>);  $F_1$  — сечение провода, мм<sup>2</sup>;  $X_0$  — удельное индуктивное сопротивление, Ом/м.

Потребитель получает качественную энергию, если потеря напряжения не превышает допустимую. При студенческом проектировании можно принимать допустимую потерю напряжения в 5—7% при отсутствии специальных средств регулирования в нормальном режиме и 12—14% в послеаварийном:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}. \quad (2.22)$$

Подставив (2.21) в (2.22), получим

$$\Delta U = \sqrt{3} I L \cos \varphi \left( \frac{1}{\gamma F_{1\text{доп}}} + \text{tg } \varphi X_0 \right) < \Delta U_{\text{доп}}, \quad (2.23)$$

откуда

$$F_{1\text{доп}} > \frac{\sqrt{3} I L \cos \varphi}{\gamma (\Delta U_{\text{доп}} - \sqrt{3} I L \sin \varphi X_0)}. \quad (2.24)$$

Заменяя  $R_1 = 1/(\gamma F_1)$  и  $R_2 = 1/(\gamma F_2)$  в формуле (2.17), получим

$$\begin{aligned} I_{\text{эк}} &= \sqrt{\sigma} \sqrt{(K_{a2} - K_{a1}) 10^3} / \left[ 3 \left( \frac{F_2 - F_1}{\gamma F_1 F_2} \right) \right] = \\ &= \sqrt{\sigma} \sqrt{\frac{(K_{a2} - K_{a1}) 10^3 \gamma F_1 F_2 F_1^2}{3(F_2 - F_1) F_1^2}} = F_1 \sqrt{\frac{\sigma \gamma \cdot 10^3}{3}} \times \\ &\quad \times \sqrt{\frac{(K_{a2} - K_{a1}) F_2}{(F_2 - F_1) F_1}}. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Обозначив

$$\sqrt{\frac{(K_{a2} - K_{a1}) F_2}{(F_2 - F_1) F_1}}$$

через  $a$ , получим

$$I_{\text{эк}} = a F_1 \sqrt{(\sigma \gamma \cdot 10^3)/3},$$

откуда экономическое сечение

$$F_{1\text{эк}} = I_{\text{эк}} / [a \sqrt{(\sigma \gamma \cdot 10^3)/3}].$$

Обозначив

$$a \sqrt{(\sigma \gamma \cdot 10^3)/3} = J_{\text{эк.пр}}. \quad (2.26)$$

получим

$$F_{1\text{эк}} = I_{\text{эк}} / J_{\text{эк.пр}}. \quad (2.27)$$

Переход с сечения  $F_1$  на сечение  $F_2$  экономически целесообразен при достижении током значения  $I_{\text{эк}}$ , т. е. при

$$I < I_{\text{эк}}. \quad (2.28)$$

В этом случае потеря напряжения будет меньше, чем при токе  $I_{\text{эк}}$ . Если  $F_{1\text{доп}} \leq F_{1\text{эк}}$ , сечения выбираются по экономическим соображениям.

Заменяем  $F_{1\text{доп}}$  и  $F_{1\text{эк}}$  их значениями из (2.24) и (2.27), тогда

$$\frac{\sqrt{3} I L \cos \varphi}{8 (\Delta U_{\text{доп}} - \sqrt{3} I L \sin \varphi X_0)} < \frac{I}{J_{\text{эк.пр}}}. \quad (2.29)$$

Условие (2.29) удовлетворяется, когда длина линии меньше предельной. Найдем значение предельной длины. Перепишем (2.29) в виде

$$\frac{\sqrt{3}l \cos \varphi}{\gamma (\Delta U_{\text{доп}} - \sqrt{3}l_{\text{пред}} \sin \varphi X_0)} = \frac{l}{I_{\text{эк.пр}}}$$

тогда

$$L < L_{\text{пред}} = \frac{\gamma \Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} (I_{\text{эк.пр}} \cos \varphi + \gamma l \sin \varphi X_0)}$$

Введем обозначения:

$$a_1 = \sqrt{3}l \sin \varphi X_0; \quad (2.30)$$

$$a_2 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{эк.пр}} \cos \varphi}{\gamma} = a \cos \varphi \sqrt{(\sigma \cdot 10^8) / \gamma}. \quad (2.31)$$

Найдем окончательно

$$L_{\text{пред}} = \Delta U_{\text{доп}} / (a_1 + a_2). \quad (2.32)$$

Для кабельных линий, где индуктивным сопротивлением можно пренебречь,

$$L_{\text{пред}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{a_2} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{a \cos \varphi} \sqrt{(\gamma \cdot 10^{-8}) / \sigma}. \quad (2.33)$$

По выражениям (2.32) и (2.33) построим зависимости  $L_{\text{пред}} = f(\Delta U_{\text{доп}})$  для кабельных и воздушных линий разных исполнений при следующих значениях величин:  $\tau = 2000$  ч/год,  $c_0 = 2,8$  коп/(кВт ч) — для условий Латвии;  $p_0 = 0,03$ .

Анализ показал, что сумма  $a_1 + a_2$  почти не зависит от  $\cos \varphi$ , так как при увеличении  $a_1$  значение  $a_2$  уменьшается примерно на такую же величину, т. е. предельная длина  $L_{\text{пред}}$  практически не зависит от  $\cos \varphi$ .

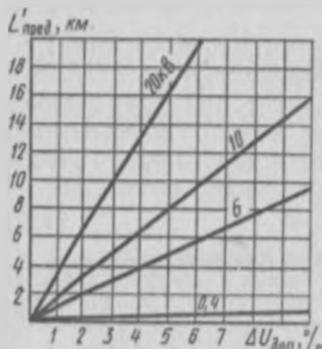


Рис. 2.5. Обобщенные зависимости предельной длины линий (воздушных и кабельных) от допустимой потери напряжения:

$$L'_{\text{пред}} = f(\Delta U_{\text{доп}})$$

Так как расхождения в величинах предельных длин при разных сечениях и исполнениях сетей небольшие, на рис. 2.5 даны средние значения этих зависимостей. Как видно из рисунка, в большинстве случаев при  $\Delta U_{\text{доп}} = 6\%$ , величина предельной длины  $L_{\text{пред}}$ , км, близка к величине напряжения, кВ, т. е. на 1 кВ напряжения в сетях до 20 кВ приходится 1 км (для сетей 0,4 кВ — 0,4 км; 6 кВ — 6 км; 10 кВ — 10 км и 20 кВ — 20 км).

Выражение (2.23) можно использовать и при нескольких нагрузках, если вместо тока  $I$  принять в нормальном режиме эквивалентный ток:

$$I'_{\text{р.ч}} = L^{-1} \sum II. \quad (2.34)$$

Следует отметить, что указанные значения  $L'_{\text{пред}}$  получены при наименее благоприятных условиях:

1) принимался наибольший ток  $I_{\text{ра}}$ , при котором данное сечение еще является экономически целесообразным. Фактически, как правило, ток, а следовательно, и потери напряжения будут меньше. Соответственно  $L'_{\text{пред}}$  будет выше;

2) при нескольких нагрузках значение эквивалентного тока  $I'_{\text{расч}}$  согласно (2.19), по которому выбирается экономическое сечение, больше эквивалентного значения тока  $I''_{\text{расч}}$  согласно (2.34), по которому определяется потеря напряжения, так как среднеквадратичное значение всегда больше среднего.

Единственное обстоятельство, которое может привести к уменьшению  $L'_{\text{пред}}$ , связано с ростом нагрузок по годам. Действительно, экономическое сечение выбирается по усредненному току  $I'_{\text{расч}}$  согласно (2.18). Потеря же напряжения формально должна определяться по максимальному току к соответствующему концу периода. Однако не очевидно, целесообразно ли закладывать кабели большого сечения на весь период эксплуатации, для того чтобы потеря напряжения не превысила допустимую в конце периода. Кроме того, следует учесть, что рост нагрузок для линий 380 В незначителен.

Таким образом, если  $L < L'_{\text{пред}}$ , то расчет по допустимой потере напряжения не нужен и определяющим является сечение, выбранное по универсальным номограммам экономических интервалов.

#### Работа предохранителей при выборе сечения кабеля по номограммам экономических интервалов в сетях до 1 кВ

Плавкая вставка должна быть выбрана так, чтобы предохранитель работал надежно, т. е. не перегорал в нормальном режиме. Выбор предохранителей по условию согласования со следующими предохранителями, а также при наличии пусковых токов двигателей в настоящей работе не рассматривается. Рассматривается только питание одной нагрузки без учета ее роста.

Надежная работа в нормальном режиме обеспечивается при выполнении условия

$$I_{\text{раб.макс}} < 0,75 I_{\text{в.ном}}, \quad (2.35)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  — максимальный рабочий ток;  $I_{\text{в.ном}}$  — номинальный ток плавкой вставки; коэффициент 0,75 учитывает разброс тока перегорания плавкой вставки в  $\pm 25\%$ , из-за которого предохранитель может перегореть при токе  $0,75 I_{\text{в.ном}}$ .

Из (2.35) находим

$$I_{\text{в.ном}} > I_{\text{раб.макс}} / 0,75 = 1,33 I_{\text{раб.макс}}$$

и принимаем с запасом  $I_{\text{в.ном}} = 1,5 I_{\text{раб.макс}}$ .

При выборе сечения кабеля по номограммам экономических интервалов максимальный рабочий ток  $I_{\text{раб.макс}}$  не может превос-

ходить значения экономического тока  $I_{э.к}$ , поэтому достаточно выполнения условия

$$I_{в.ном} \geq 1,5 I_{э.к} \quad (2.36)$$

Значение  $I_{в.ном}$  необходимо выбирать в соответствии с существующими стандартами.

Однако плавкая вставка должна надежно перегорать при коротком замыкании на защищаемом кабеле. Для этого необходимо

$$I_k \geq I_{к.пред} = 3 I_{в.ном}, \quad (2.37)$$

где  $I_{к.пред}$  — предельное значение тока короткого замыкания.

По (2.17), (2.36) и (2.37) для разных сечений кабеля были определены  $I_{к.пред}$ . Наименьшее возможное значение  $I_k$  бывает при однофазном коротком замыкании в конце защищаемого кабеля  $I_k = I_{к.мин}^{(1)}$ . Очевидно, значение  $I_{к.мин}^{(1)}$  тем меньше, чем длиннее кабель. Предельному значению тока  $I_{к.пред}^{(1)}$  соответствует предельное значение длины кабеля  $L''_{пред}$ , м\*,

$$L''_{пред} = \frac{1000}{Z_{п.у}} \left( \frac{U_{\phi}}{I_{к.мин}^{(1)}} - \frac{Z_{тр}}{3} \right), \quad (2.38)$$

где  $Z_{п.у}$  — полное удельное сопротивление кабеля при однофазном коротком замыкании (с учетом сопротивления нулевой жилы и оболочки кабеля), Ом/км;  $U_{\phi}$  — фазное напряжение, В;  $I_{к.мин}^{(1)}$  — минимальный ток однофазного короткого замыкания, А;  $Z_{тр}$  — сопротивление питающего трансформатора.

По выражениям (2.17), (2.36) — (2.38) были построены зависимости предельной длины от сечения  $L''_{пред} = f(F)$  для кабелей разных марок и различных мощностей трансформаторов (рис. 2.6 и 2.7). Для обеспечения выбора плавкой вставки на этих рисунках рядом с сечением указаны величины стандартных значений токов плавкой вставки  $I_{в.ном.ст}$ , определенные по (2.36) и принятые в соответствии с ближайшими стандартными значениями.

Если фактическая длина кабеля  $L < L''_{пред}$ , то при выборе сечений по номограммам экономических интервалов проверка перегорания вставки при однофазном коротком замыкании не требуется. Если же  $L > L''_{пред}$ , то условие  $I_k^{(1)} \geq I_{к.мин}^{(1)}$  не обеспечивается и предохранитель не сможет защитить линию: требуется либо увеличивать сечение, либо установить автоматы или управляемые предохранители\*\* с регулируемым током срабатывания, который должен быть меньше трехкратного тока короткого замыкания. Этого можно достичь, используя релейную защиту для управления отключающим аппаратом.

\* См.: Слеваков П. Н. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В. М., 1971.

\*\* См.: О целесообразности применения управляемых предохранителей В Л. Фабрикант, В. А. Андреев, Я. Ф. Кузьмич и др. // Электричество. 1968 № 8. С. 66—69.

Проверка реальных кабельных городских сетей в ряде районов показала, что  $L > L''_{\text{пред}}$  в небольшом числе случаев.

Плавкая вставка должна перегорать не только при коротком замыкании, но и при перегрузке кабеля, т. е. должно выполняться условие

$$I_{\text{рв. макс}} > I_{\text{доп}}$$

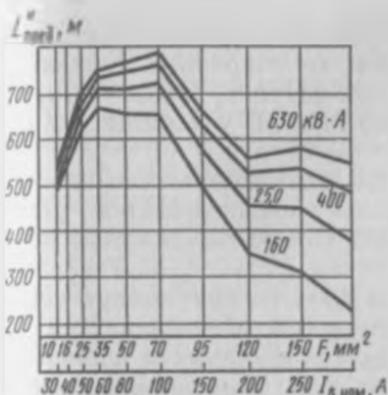


Рис. 2.6. Зависимость предельной длины  $L''_{\text{пред}}$  для линий до 1 кВ марок ААБЛУ и ААШВУ при разных мощностях трансформаторов от сечения

Если фактическая длина линий меньше предельной, то при выборе сечений по номограммам экономических интервалов проверки перегорания плавкой вставки предохранителя при однофазном КЗ не требуется

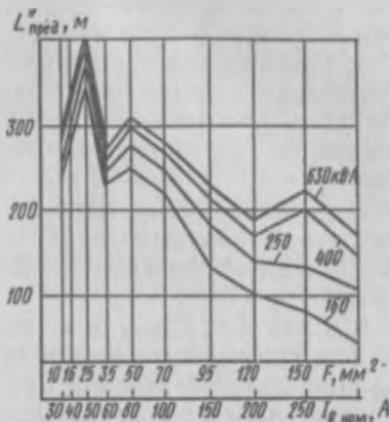


Рис. 2.7. Предельная длина  $L''_{\text{пред}}$  для линий до 1 кВ марки кабеля АСБУ при разных мощностях трансформаторов (см. примечание к рис. 2.6)

где  $I_{\text{доп}}$  — табличное допустимое значение тока по условиям нагрева.

Для этого необходимо, чтобы обеспечивалось неравенство

$$1,25 I_{\text{в.ном}} < I_{\text{доп}} \quad (2.39)$$

где коэффициент 1.25 учитывает разброс, равный  $\pm 25\%$ .

Условие (2.39) было проверено для кабелей различных марок и сечений. При этом выяснилось, что для кабелей типов ААБЛУ и ААШВУ условие (2.39) удовлетворяется при сечениях до  $150 \text{ мм}^2$  включительно; для кабелей АСБУ — при сечениях до  $120 \text{ мм}^2$  включительно и только для кабеля АПвБШв — при сечениях до  $96 \text{ мм}^2$ . Следовательно, как правило, плавкие вставки защищают кабель от перегрузки при выборе сечений по универсальным номограммам экономических интервалов.

1. Наиболее правильный выбор оптимального сечения провода

может быть произведен по универсальным номограммам экономических интервалов. При этом может быть учтено изменение нагрузок по годам (см. рис. 2.1), а также наличие нескольких нагрузок на линии (см. рис. 7.1).

2. Перерасход приведенных затрат из-за неправильного выбора сечений очень значителен.

3. Как видно из рис. 7.10, 7.11 и других, некоторые сечения оказываются экономически невыгодными и применять их для данного исполнения сети не следует.

4. Применение крупных сечений вместо спаренных, более мелких, всегда экономичнее. Применение же спаренных сечений может быть рекомендовано только в тех случаях, когда одинарные сечения не соответствуют нагрузкам, или по условиям надежности.

5. Если  $L < L_{\text{пред}}$  (см. рис. 2.5), то при выборе сечений по номограммам экономических интервалов обеспечивается условие  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$  и проверка по допустимой потере напряжения не требуется.

6. Если  $L < L''_{\text{пред}}$  (см. рис. 2.6 и 2.7), то при выборе сечений по номограммам экономических интервалов обеспечивается перегорание плавной вставки при коротком замыкании и проверка по условию перегорания предохранителя при однофазном коротком замыкании в кабельных сетях до 1 кВ не требуется.

## § 2.4. Выбор оптимальной мощности трансформаторов (автотрансформаторов)

Основными критериями выбора оптимальной мощности трансформаторов (см. [1.14]) являются: экономические соображения, обеспечивающие минимум приведенных затрат, условия нагрева, зависящие от

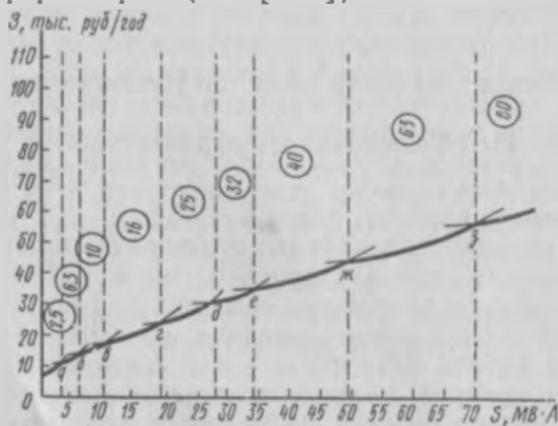


Рис. 2.8. Зависимость приведенных затрат  $Z$  от мощности двухобмоточных трансформаторов 110 кВ при  $\tau=4000$  ч/год для района I

температуры окружающей среды, коэффициента начальной загрузки и длительности максимума.

Для выбора оптимально-экономической мощности трансформаторов [2.4] аналогично тому, как это производится для линий, используется метод экономических интервалов (см. § 2.3). Однако иссле-

повышения усложняются из-за наличия в трансформаторах двух видов потерь: холостого хода  $\Delta P_x$  и короткого замыкания  $\Delta P_k$  [см. (2.4)], зависящих от разных факторов. Между тем построение зависимостей  $Z=f(S)$  для трансформаторов (рис. 2.8) и аналогичных зависимостей  $Z=f(I)$  для линий (см. рис. 2.4) дает ломаную кривую минимальных приведенных затрат. На рис. 2.8 фактическая минимальная мощность, протекающая через трансформатор, обозначается через  $S$ , а это же обозначение в кружке показывает номинальную мощность, при которой трансформатор является экономически выгодным для какого-то фактического интервала мощностей заключенного между точками пересечений парабол. Однако могут быть трансформаторы, у которых зависимости  $Z=f(S)$  проходят выше кривой минимума, нигде с ней не пересекаясь. Это показывает, что такие трансформаторы вообще не имеют экономической зоны использования, т. е. их применение в данном случае не целесообразно.

Граничное значение экономической мощности, при которой целесообразен переход от одной номинальной мощности трансформатора  $S_{ном1}$  к большей  $S_{ном2}$ :

$$S_{гp} = \sqrt{\frac{(E_n + p_z)(K_{тp2} - K_{тp1}) + (\Delta P_{к2} - \Delta P_{к1}) T c_{зх}}{\left(\frac{\Delta P_{к1}}{S_{ном1}^2} - \frac{\Delta P_{к2}}{S_{ном2}^2}\right) T c_{зк}}}, \quad (2.40)$$

где  $K_{тp1}$  и  $K_{тp2}$  — стоимость трансформаторов, руб. (см. гл. 6);  $T$  — время включения трансформатора (при его работе весь год  $T=8760$  ч);  $c_{зх}$  и  $c_{зк}$  — стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и короткого замыкания соответственно (см. рис. 6.2). Остальные определения см. в пояснениях к выражению (2.4).

Обозначив в (2.40)  $\frac{1}{\sqrt{T c_{зк}}}$  через  $\psi$ ,  $\sqrt{\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{руб.}}}$ , т. е.

$$\psi = \frac{1}{\sqrt{T c_{зк}}}, \quad (2.41)$$

получим расчетное значение экономической мощности

$$S_{эc} = \psi \sqrt{\frac{(E_n + p_z)(K_{тp2} - K_{тp1}) + (\Delta P_{к2} - \Delta P_{к1}) T c_{зх}}{\frac{\Delta P_{к1}}{S_{ном1}^2} - \frac{\Delta P_{к2}}{S_{ном2}^2}}}. \quad (2.42)$$

Все величины под корнем для заданных сравниваемых трансформаторов с  $S_{ном1}$  и  $S_{ном2}$  известны. Значения  $c_{зх}$  зависят от величины  $T$  и района страны. Так как в большинстве случаев время включения трансформатора  $T$  постоянно и равно 8760 ч/год, т. е. принимается, что трансформатор включен весь год, то величины  $c_{зх}$  зависят только от района страны (см. рис. 6.2).

распределение номограммы экономических интервалов (см. рис. 7.26—7.57), представляющие прямые  $S_{\text{э}} = f(\psi)$  по выражению (2.42) разграничивают, экономические области целесообразного применения трансформаторов различных мощностей. Кроме указанных наклонных прямых, горизонтальными прямыми ограничиваются зоны, допустимые по условиям нагрева.

В настоящей работе ориентировочно принято, что допустимая мощность по условиям нагрева  $S_{\text{доп}} = (1,1 \div 1,5) S_{\text{ном}}$ . Зоны таких допустимых перегрузок на номограммах заштрихованы. Если точка с координатами  $(S, \psi)$  не попадает в заштрихованную зону, то выбор оптимальной мощности трансформатора определяется экономическими соображениями; если попадает, то условиями нагрева.

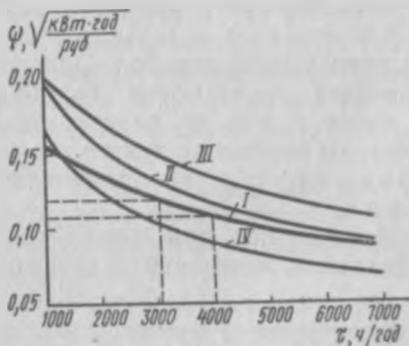


Рис. 2.9. Зависимость коэффициента  $\psi$  от времени максимальных потерь  $\tau$  (наименование районов см. рис. 6.2)

и при их большем числе на подстанции. Совмещенные номограммы экономических интервалов в настоящем пособии не приводятся из-за ограниченности объема книги. Методы выбора оптимальной мощности трансформаторов по существующим номограммам, точно учитывающие экономические соображения и ориентировочно условия нагрева, иллюстрируются примерами 7.4—7.6.

На рис. 2.9 даны кривые  $\psi = f(\tau)$  для облегчения расчетов.

### Список литературы

- 2.1. Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Электрические системы и сети. Проектирование. Минск, 1988.
- 2.2. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. М., 1978.
- 2.3. Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников В. А. Оценка надежности электроустановок/Под ред. Б. А. Константинова. М., 1974.
- 2.4. Блок В. М. Выбор оптимальной мощности трансформаторов по универсальным номограммам экономических интервалов //Электричество. 1980. № 6. С. 51—53.
- 2.5. Блок В. М., Степанченко Б. А., Свириденко Т. И. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности трансформаторов. Рига, РПИ, 1979.
- 2.6. Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях/Под ред. Г. Е. Поспелова. М., 1981.
- 2.7. Снижение технологического расхода электроэнергии в трансформаторных подстанциях/Синьков В. М., Притака И. П., Омельчук А. А. и др. Киев, 1987.

## § 3.1. Задачи учебного проектирования

Как уже указывалось, проектируемая электрическая сеть должна удовлетворять условиям надежности и экономичности, обеспечивать качество энергии у потребителя, безопасность, удобство эксплуатации и возможность развития. Этим условиям отвечают требования, предъявляемые к схемам, конфигурациям, основным параметрам, оборудованию, системной автоматике и режимам работы.

Проектирование должно проводиться с учетом динамики развития нагрузок и сетей. Можно предположить (если нет специальных заданий), что расчетные нагрузки будут достигнуты в течение 5—7 лет. В схемах сетей должно быть предусмотрено дальнейшее развитие и возможность объединения на параллельную работу с основными сетями смежных районов, т. е. схемы должны обладать эксплуатационно-структурной гибкостью.

В задание курсового или дипломного проекта могут входить те или иные вопросы:

- 1) определение нагрузок (см. § 1.1, [1.2, 1.5 и 2.1]);
- 2) выбор конфигураций и схем сетей (см. § 1.4, [1.5, 2.1 и 2.2]);
- 3) выбор оптимальных напряжений (см. [1.5, 2.1 и 2.2]);
- 4) определение сопротивлений и проводимостей линий и трансформаторов (см. § 1.3);
- 5) выбор сечений проводов и кабелей (см. гл. 2);
- 6) выбор мощности и числа трансформаторов на подстанциях (см. гл. 6, [1.5] и § 3.2);
- 7) расчеты и анализ режимов работы замкнутых и разомкнутых сетей (см. § 3.1, [1.6, 1.7, 2.2 и 3.1]);
- 8) расчет баланса активных и реактивных мощностей (см. [1.5, 1.7]);
- 9) выбор и размещение источников реактивной мощности (см. [1.5 и 1.22]);
- 10) определение условий обеспечения качества электрической энергии и регулирования напряжения (см. [3.3, 3.4 и 3.5]);
- 11) рассмотрение вопросов передачи энергии по длинным линиям (см. [3.1] и § 3.2);

Построенные номограммы экономических интервалов (см. рис. 7.26—7.57), представляющие прямые  $S_{эк}=f(\psi)$  по выражению (2.42) разграничивают, экономические области целесообразного применения трансформаторов различных мощностей. Кроме указанных наклонных прямых, горизонтальными прямыми ограничиваются зоны, допустимые по условиям нагрева.

В настоящей работе ориентировочно принято, что допустимая мощность по условиям нагрева  $S_{доп}=(1,1\div 1,5)S_{ном}$ . Зоны таких допустимых перегрузок на номограммах заштрихованы. Если точка с координатами  $(S, \psi)$  не попадает в заштрихованную зону, то выбор оптимальной мощности трансформатора определяется экономическими соображениями; если попадает, то условиями нагрева.

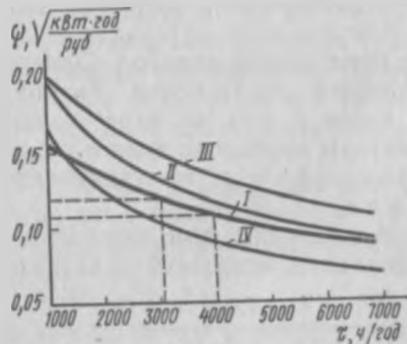


Рис. 2.9. Зависимость коэффициента  $\psi$  от времени максимальных потерь  $\tau$  (наименование районов см. рис. 6.2)

и при их большем числе на подстанции. Совмещенные номограммы экономических интервалов в настоящем пособии не приводятся из-за ограниченности объема книги. Методы выбора оптимальной мощности трансформаторов по существующим номограммам, точно учитывающие экономические соображения и ориентировочно условия нагрева, иллюстрируются примерами 7.4—7.6.

На рис. 2.9 даны кривые  $\psi=f(\tau)$  для облегчения расчетов.

### Список литературы

- 2.1. Поспелов Г. Е., Федим В. Т. Электрические системы и сети. Проектирование. Минск, 1988.
- 2.2. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. М., 1978.
- 2.3. Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников В. А. Оценка надежности электроустановок/Под ред. Б. А. Константинова. М., 1974.
- 2.4. Блок В. М. Выбор оптимальной мощности трансформаторов по универсальным номограммам экономических интервалов //Электричество. 1980. № 6. С. 51—53.
- 2.5. Блок В. М., Степанченко Б. А., Свириденко Т. И. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности трансформаторов. Рига, РПИ, 1979.
- 2.6. Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях/Под ред. Г. Е. Поспелова. М., 1981.
- 2.7. Снижение технологического расхода электроэнергии в трансформаторных подстанциях/Синьков В. М., Притака И. П., Омельчук А. А. и др. Киев, 1987.

### § 3.1. Задачи учебного проектирования

Как уже указывалось, проектируемая электрическая сеть должна удовлетворять условиям надежности и экономичности, обеспечивать качество энергии у потребителя, безопасность, удобство эксплуатации и возможность развития. Этим условиям отвечают требования, предъявляемые к схемам, конфигурациям, основным параметрам, оборудованию, системной автоматике и режимам работы.

Проектирование должно проводиться с учетом динамики развития нагрузок и сетей. Можно предположить (если нет специальных заданий), что расчетные нагрузки будут достигнуты в течение 5—7 лет. В схемах сетей должно быть предусмотрено дальнейшее развитие и возможность объединения на параллельную работу с основными сетями смежных районов, т. е. схемы должны обладать эксплуатационно-структурной гибкостью.

В задание курсового или дипломного проекта могут входить те или иные вопросы:

- 1) определение нагрузок (см. § 1.1, [1.2, 1.5 и 2.1]);
- 2) выбор конфигураций и схем сетей (см. § 1.4, [1.5, 2.1 и 2.2]);
- 3) выбор оптимальных напряжений (см. [1.5, 2.1 и 2.2]);
- 4) определение сопротивлений и проводимостей линий и трансформаторов (см. § 1.3);
- 5) выбор сечений проводов и кабелей (см. гл. 2);
- 6) выбор мощности и числа трансформаторов на подстанциях (см. гл. 6, [1.5] и § 3.2);
- 7) расчеты и анализ режимов работы замкнутых и разомкнутых сетей (см. § 3.1, [1.6, 1.7, 2.2 и 3.1]);
- 8) расчет баланса активных и реактивных мощностей (см. [1.5, 1.7]);
- 9) выбор и размещение источников реактивной мощности (см. [1.5 и 1.22]);
- 10) определение условий обеспечения качества электрической энергии и регулирования напряжения (см. [3.3, 3.4 и 3.5]);
- 11) рассмотрение вопросов передачи энергии по длинным линиям (см. [3.1] и § 3.2);

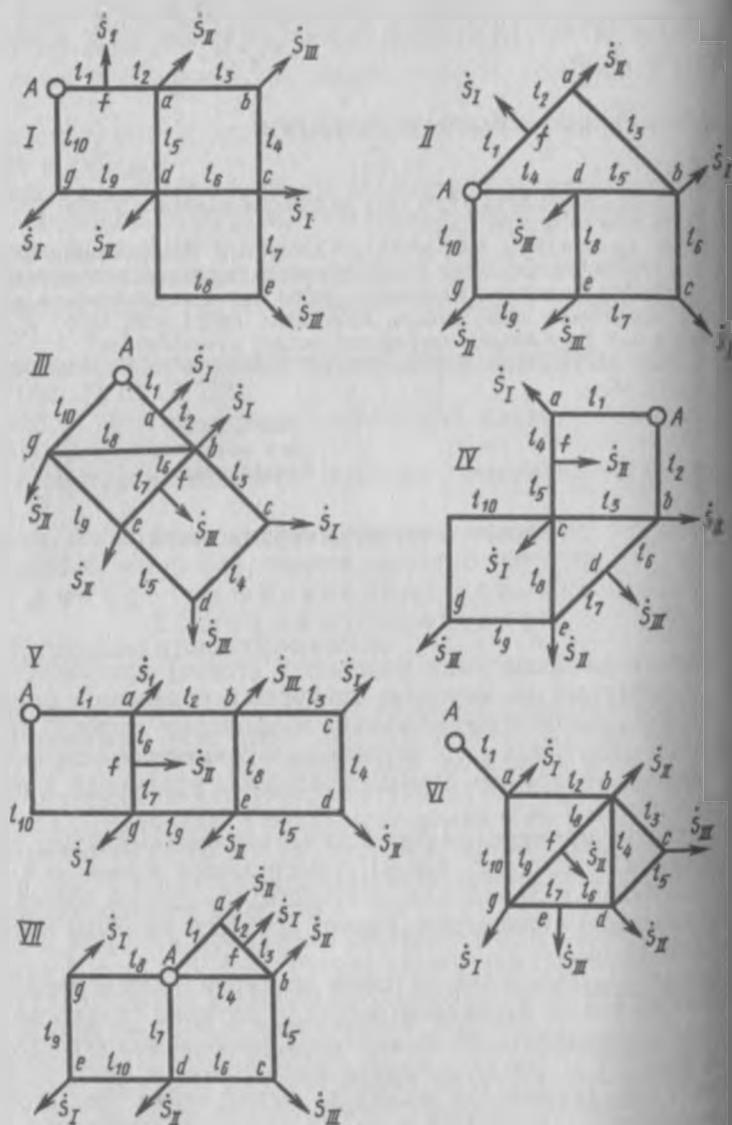


Рис. 3.1. Возможные схемы заданий:

I, ..., VII — варианты;  $A$  — питающий пункт (стения или подстанция)

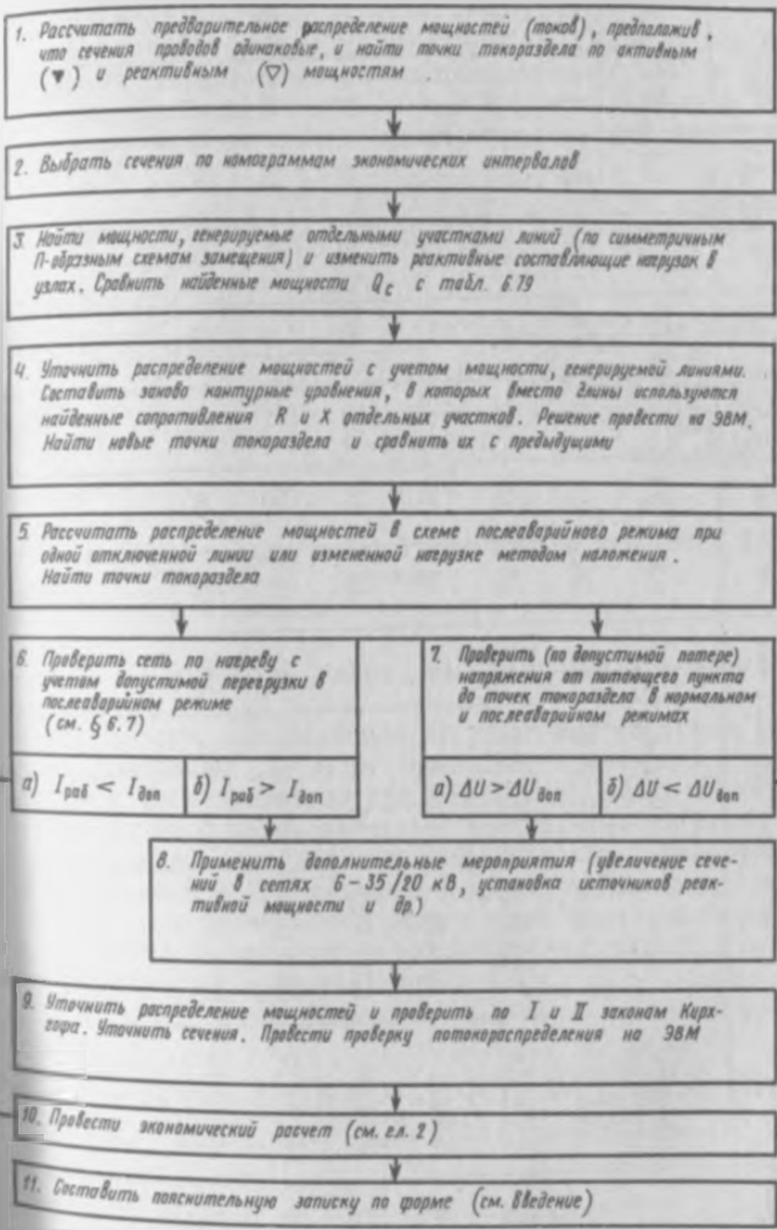


Рис. 3.2. Алгоритм задания 1 курсового проекта

Таблица 3.1. Данные для расчета сложизоамкнутой сети

Вариант задания	Напряжение, кВ	Нагрузка, МВ·А			Длина участков, км									
		$\dot{S}_I$	$\dot{S}_{II}$	$\dot{S}_{III}$	$l_1$	$l_2$	$l_3$	$l_4$	$l_5$	$l_6$	$l_7$	$l_8$	$l_9$	$l_{10}$
1	10	$0,3+j0,1$	0,2	$0,2+j0,1$	0,2	0,3	0,4	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,2	0,1
2	20	$0,5+j0,3$	$0,2+j0,1$	$0,5+j0,2$	2,5	3,6	2,4	3,7	2,3	3,2	2,0	1,7	1,2	1,5
3	35	$1+j0,3$	$0,5+j0,3$	$0,7+j0,3$	3,2	2,5	3,5	4,7	2,5	3,3	2,0	2,8	3,5	2,5
4	110	$8+j5$	$10+j3$	$7+j3$	15	18	16	15	15	10	7,7	6	15	4
5	220	$115+j80$	$120+j70$	$15+j7$	50	40	30	100	60	30	35	10	20	15
6	330	$155+j150$	$150+j100$	$37+j15$	100	110	90	70	120	45	60	90	120	90
7	500	$180+j100$	$150+j130$	$250+j70$	230	200	90	150	120	150	70	120	150	140

ний — шести ( $Ag, Aa, abcd, ad, dg$  и  $defg$ ). Таким образом, в сети (рис. 3.3, а) имеется три контура ( $6-3=3$ ).

2. Выбирается направление потоков в контурах, например по часовой стрелке.

3. В соответствии с числом контуров (в данном случае три) задаются тремя неизвестными мощностями —  $\dot{S}_1'$ ,  $\dot{S}_2'$  и  $\dot{S}_3'$ . При пяти контурах неизвестных мощностей будет пять и т. д. Каждой мощности на рисунке должен соответствовать свой контур, и она

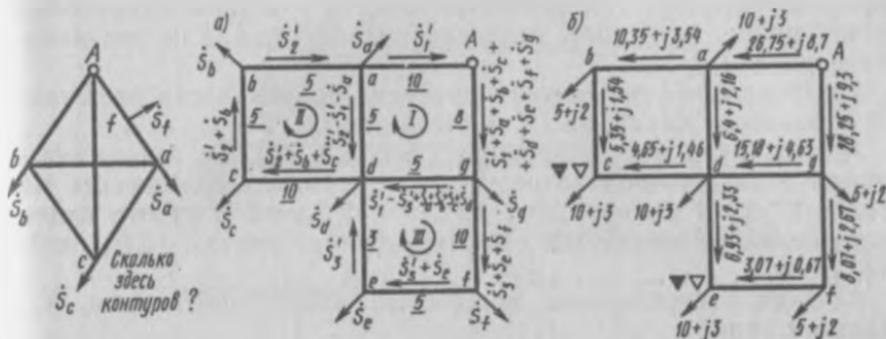


Рис. 3.3. Контурь сети с распределением мощности по участкам в нормальном режиме:

а — в буквенном; б — в числовом выражении

должна быть на «чистой» линии, не граничащей с другими контурами.

4. Все мощности, протекающие по участкам контуров, выражаем через мощности  $\dot{S}_1'$ ,  $\dot{S}_2'$  и  $\dot{S}_3'$  и мощности нагрузок (по I закону Кирхгофа). Эту операцию следует делать очень внимательно, так как малейшая ошибка вызывает необходимость пересчета.

5. Составляются контурные уравнения по II закону Кирхгофа. Так как на первом этапе расчета сечения приняты одинаковыми и известны только длины, то каждый член контурного уравнения должен включать произведение мощности на длину, а не произведение мощности на сопротивление.

Таким образом, записываем для:

контура I

$$(\dot{S}_1' + \dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c + \dot{S}_d + \dot{S}_e + \dot{S}_f + \dot{S}_g) 8 + (\dot{S}_1' - \dot{S}_3' + \dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c + \dot{S}_d) 5 - (\dot{S}_2' - \dot{S}_1' - \dot{S}_a) 5 + \dot{S}_1' \cdot 10 = 0;$$

контура II

$$\dot{S}_2' \cdot 5 + (\dot{S}_2' - \dot{S}_1' - \dot{S}_a) 5 + (\dot{S}_2' + \dot{S}_b + \dot{S}_c) 10 + (\dot{S}_2' + \dot{S}_b) 5 = 0;$$

контура III

$$(\dot{S}_1' + \dot{S}_e + \dot{S}_f) 10 + (\dot{S}_3' + \dot{S}_e) 5 + \dot{S}_3' 3 - (\dot{S}_1' - \dot{S}_3' + \dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c + \dot{S}_d) 5 = 0.$$

6. Решаются три уравнения с тремя неизвестными  $S_1', S_2', S_3'$  любыми из возможных методов, и найденное потокораспределение в цифрах наносится на рис. 3.3, б. Нанесение мощностей в цифрах облегчает проверку правильности решения по п. 7 как руководителю проекта, так и самому студенту. Определяются точки токораздела по активным (зачерненный треугольник) и по реактивным (светлый треугольник) мощностям. Точкой токораздела считается та, в которой все подтекающие мощности (без остатка) уходят в нагрузку. Так как сечения по п. 1 заданы одинаковыми, расчет можно проводить отдельно по активным  $P$  и реактивным  $Q$  мощностям.

7. Проводится тщательная проверка правильности решения по I и II законам Кирхгофа (п. 3 алгоритма).

Как показал расчет примера (рис. 3.3, б), оба закона соблюдаются с достаточной точностью, т. е. сумма подтекающих мощностей в узлах равна нулю:  $\Sigma P_m = 0$ ;  $\Sigma Q_m = 0$  и сумма падений напряжений по замкнутому контуру равна нулю:  $\Sigma P_n / n \approx 0$ ;  $\Sigma Q_n / n \approx 0$ .

2. Зная распределение мощностей, можно найти токи,  $A$ , на участках линий:

$$I = S_m \cdot 10^6 / (\sqrt{3} U_{ном} \cdot 10^3) = (\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}) 10^6 / (\sqrt{3} U_{ном} \cdot 10^3),$$

где  $S_m$ ,  $P_m$  и  $Q_m$  — мощности участков — полная, активная и реактивная соответственно, МВ·А, МВт, МВар;  $U_{ном}$  — номинальное напряжение, кВ.

При проведении расчетов необходимо следить за размерностями. Чтобы ошибок было меньше, рекомендуется все величины приводить к основным единицам СИ: амперам (А); вольтам (В); ваттам (Вт); омам (Ом); метрам (м) и т. д.

Результаты расчетов сводятся в таблицу.

Согласно указаниям, приводимым в гл. 2, определяется оптимально-экономическое сечение для заданных условий (аналогично примерам 7.1—7.3).

Проверять выбранные сечения по нагреву в нормальном режиме не требуется, так как номограммы экономических интервалов учитывают это ограничение в своей горизонтальной части (см. гл. 7). Проверка выбранных сечений по условиям механической прочности проводов не имеет смысла, так как недопустимые сечения в номограммах отсутствуют. Проверка выбранных сечений по условиям потерь на корону также не обязательна, так как сечения меньше допустимых по условиям короны и в номограммах также отсутствуют. Однако по заданию руководителя или в порядке творческой инициативы студент может провести учет потерь на корону и подсчет стоимости их при напряжениях 220 кВ и выше.

В сетях выше 220 кВ п. 7 алгоритма можно не выполнять, если нет специального задания руководителя), так как при этих

напряжениях сечения мало влияют на потери и уровень напряже-

ния. В большинстве случаев утечка в линиях мала, поэтому активной проводимостью утечки  $g_{л.ут}$  пренебрегают. Однако иногда эта величина несколько возрастает. Например, в линиях 35 кВ, выполненных на металлических или железобетонных опорах, при плохой погоде утечка увеличивается и величина  $g_{л.ут}$  может стать измеримой (очень велика) с величиной  $b_{л}$ . Но даже и в этом

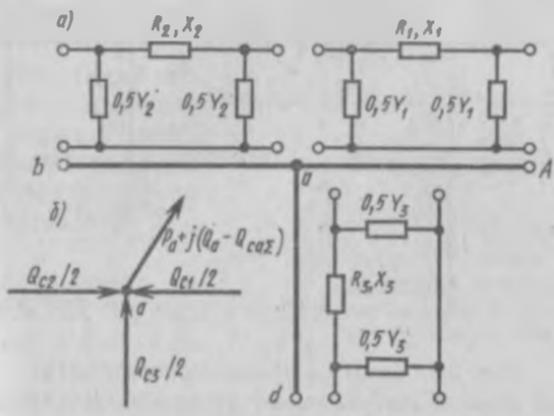


Рис. 3.4. Порядок нахождения мощностей, генерируемых линиями (зарядных):

*a* — схема замещения; *б* — значение мощностей  $Q_C$  в узле *a* (при ориентировочных расчетах приближенное значение  $Q_C$  может быть найдено по табл. 6.79)

случае учет этой величины существенных изменений в расчеты не вносит.

3. Для нахождения мощностей, генерируемых линиями (зарядных мощностей) в сетях 110 кВ и выше (при более низких напряжениях эти мощности незначительны и ими пренебрегают), каждая ветвь заменяется эквивалентной схемой замещения, например П-образной симметричной. Тогда участок сети с тремя линиями (*Aa*, *ab* и *ad*), подходящими к точке *a*, будет выглядеть, как показано на рис. 3.4, *a*. Сверху над каждой линией изображена схема замещения. Согласно каждой схеме замещения

$$0,5Y_a = 0,5g_a + 0,5b_a.$$

Если же активную составляющую  $g_a$  не учитывать (утечкой пренебречь, а потери на корону уже учтены в номограммах экономических интервалов), то  $0,5Y_a \approx 0,5b_a$ , а мощность, генерируемая половиной линии,

$$0,5Q_C = 0,5U^2 b_a = 0,5U^2 b_0 l.$$

Если напряжение поддерживается постоянным, то проводимость  $0,5b_a$  можно заменить нагрузкой  $0,5Q_C$  (см. § 1.3). Таким

образом, к узлу  $a$  (рис. 3.4, б) будут стекаться три половины зарядной мощности от линий  $Aa$ ,  $ba$  и  $da$ :

$$Q_{Ca} = 0,5Q_{C1} + 0,5Q_{C2} + 0,5Q_{C3}.$$

Аналогично определяются мощности, генерируемые линиями, и в других точках сетей. Естественно, что при учете этих мощностей будут меняться реактивные составляющие мощности в узлах,

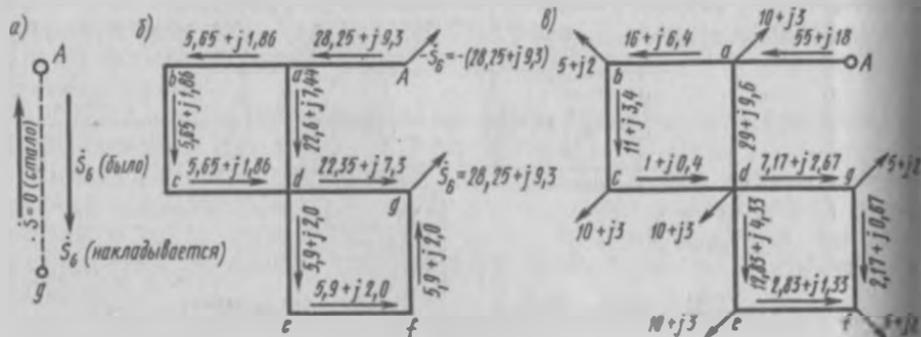


Рис. 3.5. Схема распределения мощностей:

$a$  — на отключенной линии;  $b$  — на участках от нагрузок  $\dot{S}_i$ ;  $в$  — в послеаварийном режиме от всех нагрузок

например мощность в узле  $a$  уже не будет равна  $P_a + jQ_a$ , а будет равна  $P_a + j(Q_a - Q_{Ca})$  (рис. 3.4, б).

После определения зарядных мощностей по найденным сечениям производится уточненный пересчет потокораспределения и находятся новые точки токораздела (см. п. 4 алгоритма).

5. В послеаварийных режимах, например при отключении какой-то из линий, вызванном аварией или плановым отключением, происходит изменение распределения мощности на участках сети. В этих случаях (чтобы лишний раз не проводить весь расчет с несколькими нагрузками) можно воспользоваться методом наложения\*. Этот метод состоит в том, что нормальный режим  $I$  с питающим пунктом и всеми нагрузками, распределение мощностей в котором уже было определено по п. 4 (см. рис. 3.3, б), накладывается на режим  $II$  (см. рис. 3.5).

Режим  $II$  имитирует отключение линии. Например, по линии  $Ag$  от питающего пункта  $A$  протекала мощность  $S_6 = 28,25 + j9,5$ . По каким-то причинам линия  $Ag$  отключилась, т. е. мощность  $S_6$  по линии перестала протекать, т. е.  $S_6 = 0$ . Как же можно представить, что  $S_6 = 0$ ? Для этого на первоначальное значение мощности  $S_6$ , протекающей от  $A$  к  $g$ , накладываем мощность  $S_6$  про-

\* Необходимо указать, что этот метод исполнения строго справедлив для линейных цепей. При использовании мощностей, а не задающих токов нелинейность вносят определенные погрешности.

тивоположного знака (рис. 3.5, а). Тогда, естественно, сумма этих мощностей даст нуль, т. е. линии как бы нет, по ней мощность не протекает, или она по каким-то причинам (аварийным или плановым) отключена.

Режим II (назовем его компенсирующим) и заключается в том, чтобы повторное распределение мощностей находить только с учетом мощности аварийного участка (в данном случае  $S_6$ ), имитирующей отключенные линии.

Как известно, мощность, подтекающая к узлу, изображается отрицательной нагрузкой (источник питания), а оттекающая от узла — положительной (потребитель).

В компенсирующем режиме II (рис. 3.5, б) все нагрузки, кроме  $-S_6$  и  $+S_6$ , исключаются. Исключается и влияние источников питания, так как они учтены в режиме I.

Таким образом, для режима II обычными методами находится распределение мощности на участках, вызванное только двумя нагрузками ( $-S_6$  и  $+S_6$ ). Окончательное потокораспределение послеаварийного режима находится наложением нормального режима I (см. рис. 3.3, б) на послеаварийный режим II (рис. 3.5, б) с учетом направления мощностей по участкам (рис. 3.5, в).

Аналогично предыдущему при изменении какой-то нагрузки (например, в точке  $d$  на рис. 3.6) расчет производится также методом наложения. Потокораспределение нормального режима I накладывается на потокораспределение компенсирующего режима II, вызванного только изменением этой нагрузки  $\Delta S_1 = S_1'' - S_1'$ .

Если, например, нагрузка в точке  $d$  увеличилась с  $S_1' = 10 + j3$  до  $S_1'' = 15 + j5$ , то  $\Delta S_1 = (15 + j5) - (10 + j3) = 5 + j2$  (рис. 3.6, а). (Это увеличение покрывается за счет питающего пункта А.) Или, наоборот, нагрузка уменьшилась с  $S_1' = 10 + j3$  до  $S_1'' = 3 + j1$ , тогда  $\Delta S_1 = (3 + j1) - (10 + j3) = -7 - j2$  (рис. 3.6, б). Потокораспределение компенсирующего режима рассчитывается только от приращения (независимо от знака нагрузки).

6. Проверка по нагреву в аварийных режимах проводится по табл. гл. 6. Так как предполагается, что аварийные режимы не очень длительны и изоляция за это время не успевает повредиться, на провода и кабели допускается перегрузка (иногда до 30%). Исключение составляют кабели 20 кВ, на которые такая перегрузка не допускается.

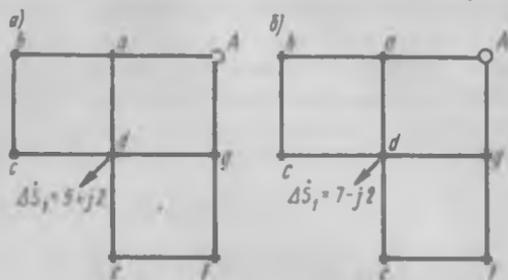


Рис. 3.6. Изменение нагрузок в послеаварийном режиме:

а — увеличение нагрузки в узле  $d$ ; б — уменьшение нагрузки в узле  $d$

7. Отклонение напряжения у потребителей  $V$  (от номинального) зависит от потери напряжения  $\Delta U$  в сети и от способов регулирования напряжения. Однако регулирование напряжения часто производится при напряжениях сети 110 кВ и выше. Поэтому в сетях более низких напряжений основное влияние на колебание напряжения у потребителей оказывает потеря напряжения, которая не должна превосходить допустимую.

Потеря напряжения определяется по любому пути от питающего пункта  $A$  до точки (точек) токораздела по активным и реактивным мощностям. Если эти точки не совпадают, то потеря напряжения подсчитывается дважды до обеих точек. Наибольшая величина сравнивается с допустимой. При этом надо, чтобы

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп.}}$$

Как уже указывалось, можно принимать  $\Delta U_{\text{доп.}} = 5 \div 7\%$  в нормальном режиме и  $\Delta U_{\text{доп.ав.}} = 12 \div 14\%$  в аварийном. При наличии средств регулирования напряжения можно принимать  $\Delta U_{\text{доп.}} = 15 \div 20\%$  и  $\Delta U_{\text{доп.ав.}} = 20 \div 25\%$ . В сельских сетях все эти величины могут быть взяты несколько выше. Таким образом, зная распределение мощностей на участках и параметры сети, можно найти потерю напряжения до точки токораздела  $c$ .

Рассмотрим ветви  $Aa-ab$  и  $bc$ . Потеря напряжения

$$\Delta U_{Ac} = \frac{\sum PR + \sum QX}{U} = \frac{P_{La}R_{La} + P_{ab}R_{ab} + P_{bc}R_{bc}}{U} + \frac{Q_{La}X_{La} + Q_{ab}X_{ab} + Q_{bc}X_{bc}}{U} < \Delta U_{\text{доп.}}$$

Подставив цифры, получим

$$\Delta U_{Ac} = \frac{26,75 \cdot 2,1 + 10,35 \cdot 1,05 + 5,35 \cdot 1,05}{110} + \frac{8,7 \cdot 4,01 + 3,54 \cdot 2,1 + 1,54 \cdot 2,1}{110} = 1,06 \text{ кВ,}$$

что соответствует 0,96%, т. е. условие  $\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}$  соблюдается ( $0,96 < 5$ ).

Аналогично проводится расчет до другой точки токораздела  $e$ , например, по пути  $Aade$ .

Необходимо учесть, что проверка по допустимой потере напряжения проводится по одному из возможных путей от питающего пункта до точки токораздела. Проверка по другим путям дает тот же результат. Например, проверка по пути  $Aabc$  до точки токораздела  $c$  дает тот же результат, что и по пути  $Agdc$ ; проверку до точки токораздела  $e$  можно проводить по пути  $Agie$  или  $Aade$  и т. д.

8. Если ток в послеаварийном режиме превосходит допусти-

мый по условиям нагрева (п. 66):  $I_{\text{раб}} > I_{\text{доп}}$ , то в сетях напряжением 6—35/20 кВ сечения приходится увеличивать\*.

Режимы напряжений и потоки мощности в сети можно регулировать генераторами электрических станций, синхронными компенсаторами (СК), батареями статических конденсаторов (БСК), управляемыми статическими источниками реактивной мощности (ИРМ), трансформаторами (автотрансформаторами) с РПН, линейными регуляторами и др. (см. [1.5, 2.1])\*\*.

9. Этот пункт выполняется согласно указаниям п. 1 и 2.

10. При проведении экономического расчета согласно указаниям гл. 2 определяются:

- 1) потери энергии на участках ДЭ и суммарные  $\Delta Э_z$ , кВт·ч/год;
- 2) капитальные вложения на сеть  $K_z$ , руб.;
- 3) годовые издержки  $I_z$ , руб/год;
- 4) себестоимость  $c_e$  и расчетная стоимость передачи энергии  $c_{п, \text{коп}} / (\text{кВт} \cdot \text{ч})$ ;
- 5) приведенные затраты  $Z$  при строительстве в год\*\*\*, руб/год. Весь расчет проводится только для нормального режима.

11. Пояснительная записка, составленная по форме (см. введение), должна включать в себя рисунки, итоговые таблицы, введение, обоснованные выводы, ссылки на литературу, список литературы и содержание проекта. Она должна составлять 20—30 страниц рукописного текста (включая рисунки).

В выводах (они обязательны) студент дает анализ итогов своей работы по заданной схеме, излагает положительные и отрицательные стороны работы проектируемых сетей. Если рассматриваемая сеть оказывается перегруженной или недогруженной, то можно, не переделывая расчеты\*\*\*\*, привести свои соображения, например, по увеличению или уменьшению напряжения сети и другим мероприятиям.

\* Выбор сечений проводов по условиям коротких замыканий с точки зрения термической устойчивости за время до отключения линии (худший случай — максимальный ток короткого замыкания) или с точки зрения обеспечения чувствительности защиты (худший случай — минимальный ток короткого замыкания) не рассматривается. В обоих случаях, как правило, целесообразно не увеличение сечения провода, а применение более совершенной защиты: увеличение быстродействия для первого случая и увеличение чувствительности для второго. Эти вопросы могут рассматриваться в дипломном проектировании по специальному заданию руководителя.

\*\* В дипломном проектировании дополнительные мероприятия необходимо рассматривать. В курсовом проектировании из-за перегруженности проекта вопрос о целесообразности такого рассмотрения решает руководитель.

\*\*\* Приведенные затраты при строительстве в течение ряда лет, а также ущерб  $У$  от недоотпуска энергии рекомендуется рассчитывать в дипломном проектировании.

\*\*\*\* Студенты, которым предлагается сделать проект линии 500 или 750 кВ, выполняющий без учета компенсирующих устройств. Однако режимы этих линий могут оказаться непредвиденными, что необходимо указать в пояснительной записке. В дипломном проекте в таких случаях должна выбираться продольная и поперечная компенсации и расчет необходимо проводить с учетом этой компенсации.

Если расчетная стоимость передачи энергии при этом велика, то следует дать свои предложения по ее уменьшению. Если потеря напряжения значительно превосходит допустимую, то можно предложить мероприятия, уменьшающие ее: увеличение сечений, постройку дополнительных линий, установку компенсирующих устройств, применение трансформаторов с регулировкой под нагрузкой (РПН) и т. д.

## Задание 2. Проектирование линии электропередачи

Студенту \_\_\_\_\_ группа \_\_\_\_\_, курс \_\_\_\_\_

Спроектировать линию электропередачи заданного варианта (табл. 3.2) для схемы, изображенной на рис. 3.7.

Задание предлагается выполнить по алгоритму, приведенному на рис. 3.8, используя пояснения к отдельным его пунктам.

Таблица 3.2. Данные для проектирования линий электропередачи

Вариант задания	Напряжение, кВ	Длина линии $l$ , км	Нагрузка на обе цепи $S_2$ , МВ·А	
			в максимальном режиме	в минимальном режиме
1	110	100	$60 + j20$	$0,4S_{\max}$
2	150	150	$120 + j50$	$0,5S_{\max}$
3	220	220	$200 + j70$	$0,5S_{\max}$
4	330	330	$350 + j150$	$0,6S_{\max}$
5	500	500	$600 + j100$	$0,6S_{\max}$
6	750	750	$1000 + j400$	$0,65S_{\max}$

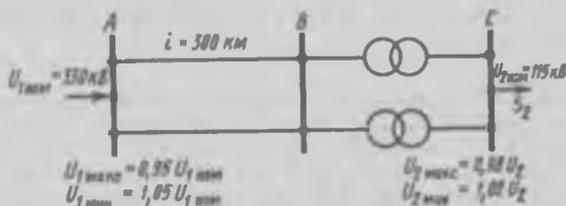


Рис. 3.7. Линия передачи

Проект выдан \_\_\_\_\_

Срок исполнения \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

**Примечание.** Величину напряжения, число часов использования максимума  $T_{\max}$ , вид исполнения сети (тип опор), величину отклонения напряжения на шинах питающей подстанции (например, +8% в минимальном режиме и -5% в максимальном), отклонения напряжения на шинах С (например,  $\pm 2\%$ ) и специальные задания для углубленной проработки выдает руководитель\*.

\* В дипломном проекте расчеты переделываются,

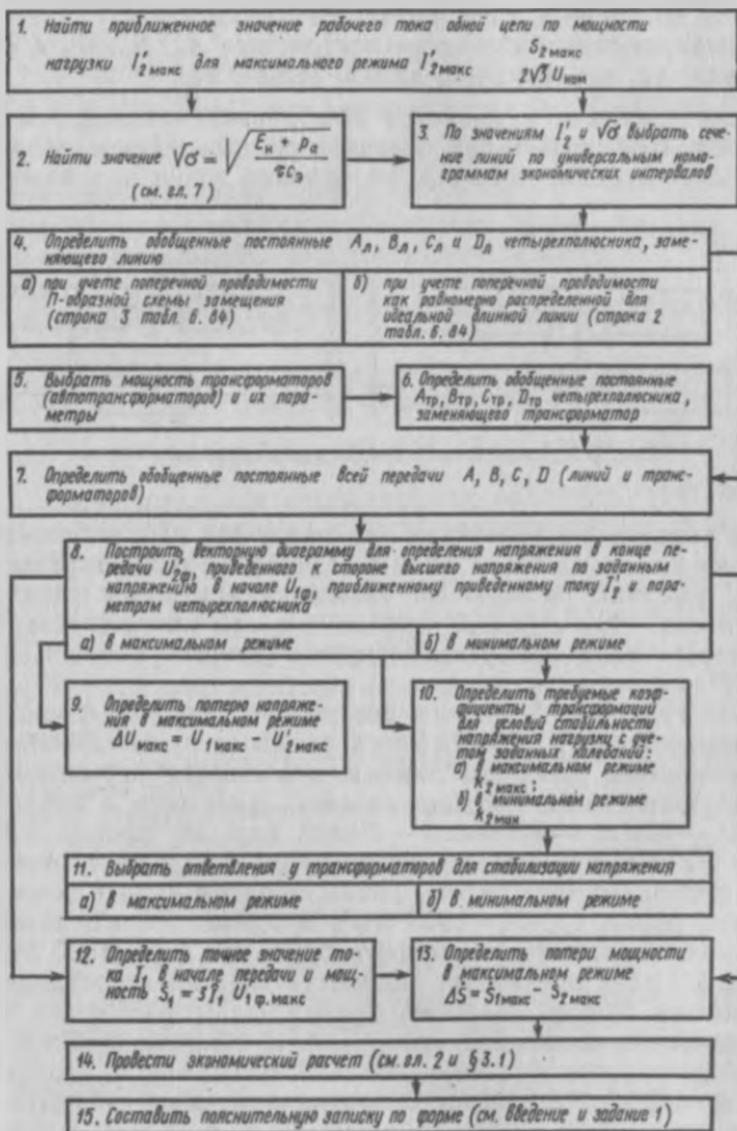


Рис. 3.8. Алгоритм выполнения задания 2 курсового проекта

Пояснения по выполнению алгоритма,  
приведенного на рис. 3.8

1, 2 и 3. Расчет сечений по экономическим интервалам производится согласно § 2.2 и примерам 7.1, 7.2 и 7.3.

4. Выбираются обобщенные постоянные  $A_n, B_n, C_n$  и  $D_n$  четырехполюсника, заменяющего линию (рис. 3.9).

Линия передачи заменяется П-образной схемой замещения (см. табл. 6.84, строку 3). Здесь и в дальнейшем величины  $A, B, C$  и  $D$  — комплексные, но условно точки над ними не ставятся.

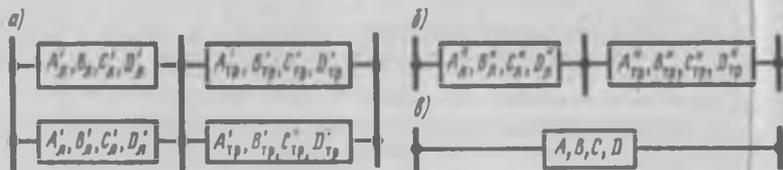


Рис. 3.9. Замещение передачи четырехполюсниками

При высоких напряжениях (не ниже 330 кВ) и больших длинах (длинные линии) схемы замещения в проекте не составляются, так как расчеты по таким схемам дают значительные погрешности. Чем длиннее линия, тем эта погрешность больше. Параметры таких четырехполюсников даны в табл. 6.84 (строка 1).

Для идеальной линии без потерь активное сопротивление  $R$  и проводимость  $g$  принимаются равными нулю. Действительно, по современным длинным линиям передаются огромные мощности, требующие очень больших сечений. Например, в линиях 750 кВ Донбасс — Днепр — Винница — Львов каждый провод фазы расщеплен на четыре провода сечением по 400 мм<sup>2</sup> с расстоянием между проводами фаз 19,5 м. Таким образом, общее сечение каждой фазы равно  $4 \times 400 = 1600$  мм<sup>2</sup>. В линии 750 кВ Конаково — Ленинград, передающей мощность более 1,5 ГВт (1500 МВт), что почти в 1,5 раза превышает мощность всех электростанций дореволюционной России, каждый провод фазы расщеплен на пять проводов сечением по 240 мм<sup>2</sup>. Таким образом, общее сечение каждой фазы равно  $5 \times 240 = 1200$  мм<sup>2</sup>. Естественно, что при таких огромных сечениях активное сопротивление  $R = l / (\gamma F)$  будет невелико по сравнению с индуктивным  $X$ , т. е.  $X \gg R$ , и им можно пренебречь.

Параметры аналогичных длинных линий выбираются с таким расчетом, чтобы длительных потерь на корону не было (расщепление проводов, увеличение сечений и др.), поэтому часто величиной активной проводимости  $g_n$  также можно пренебречь.

Обобщенные постоянные для длинных линий берутся из табл. 6.84 (строка 2). Эти значения для идеальной линии без потерь получены из уравнений линий электропередачи:

$$\left. \begin{aligned} U_{1\phi} &= U_{2\phi} \cos \lambda_A + j I_2 Z_C \sin \lambda_A; \\ I_1 &= j (U_{2\phi} / Z_C) \sin \lambda_A + I_2 \cos \lambda_A, \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

где  $U_{1\phi}$  и  $U_{2\phi}$  — фазные напряжения передачи в начале и конце линии соответственно, В;  $I_2$  — ток в конце линии, А;  $Z_C = \sqrt{L_0/C_0}$  — волновое сопротивление, Ом;  $\lambda_A = \omega l \sqrt{L_0 C_0}$  — волновая длина линии, рад. В этих пояснениях  $l$  — длина линий, км;  $L_0$  — удельное значение продольной индуктивности, Гн/км;  $C_0$  — удельное значение поперечной емкости, Ф/км.

5. Выбор мощности трансформатора (автотрансформатора) производится с учетом его перегрузки примерно на 40% в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов (см. гл. 6). Тогда мощность каждого трансформатора

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{макс}} / [1,4(n-1)], \quad (3.2)$$

где  $S_{\text{макс}}$  — максимальная передаваемая мощность (без потребителей III категории, которые в этом режиме можно отключать);  $n$  — число трансформаторов.

При двух параллельно работающих одинаковых трансформаторах ( $n=2$ )  $S_{\text{тр}} = 0,7 S_{\text{макс}}$ , что соответствует загрузке трансформатора в нормальном режиме на 70%.

**Пример 3.1.** По двум автотрансформаторам, включенным параллельно, с напряжением обмоток 330/115 кВ передается мощность  $S_{\text{макс}} = 250 + j100$  МВХХА ( $S_{\text{мин}} = 0,4 S_{\text{макс}}$ ).

Выбрать автотрансформаторы с учетом нормального и аварийного режимов по условиям нагрева.

**Решение.** 1. Полная мощность, передаваемая по обоим автотрансформаторам,

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{250^2 + 100^2} = 270 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

2. Мощность каждого автотрансформатора

$$S_{\text{тр}} \approx 0,7 S_{\text{макс}} = 0,7 \cdot 270 = 189 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

3. По соответствующей таблице (в данном случае табл. 6.40) выбираем автотрансформатор АТДЦТН с ближайшей большей мощностью 200 МВ·А со следующими параметрами: напряжение короткого замыкания  $u_{\text{кз-с}} = 10\%$ ,  $u_{\text{кз-н}} = 34\%$  и  $u_{\text{с-н}} = 22,5\%$ ; максимальные потери короткого замыкания  $\Delta P_{\text{кз-макс}} = 600$  кВт; потери холостого хода  $\Delta P_{\text{х}} = 180$  кВт и ток холостого хода  $I_{\text{х}} = 0,5\%$ .

4. Для наглядности проведем проверку перегрузки выбранного автотрансформатора в аварийном режиме

$$(270 - 200) 100 / 200 \approx 35 \%$$

Таким образом, выбранный автотрансформатор будет перегружен в аварийном режиме на 35%, что удовлетворяет заданным условиям.

6. Выбор обобщенных постоянных трансформаторов  $A_{тр}$ ,  $B_{тр}$ ,  $C_{тр}$  и  $D_{тр}$  может принципиально проводиться по любой из схем замещения. В [1.7] трансформаторы заменяются Г-образной схемой замещения, а линии — П-образной симметричной. Таким образом, в зависимости от выбранной схемы замещения соответственно по табл. 6.84 выбираются и обобщенные постоянные  $A_{тр}$ ,  $B_{тр}$ ,  $C_{тр}$  и  $D_{тр}$ .

7. Чтобы определить обобщенные постоянные всей передачи линий и трансформаторов, четырехполюсники соединяются последовательно, параллельно или последовательно и параллельно в зависимости от характера передачи. Метод такого сложения приведен в [1.7].

**Пример 3.2.** Определить обобщенные постоянные всей передачи, изображенной на рис. 3.7, если провод каждой фазы расщеплен на два провода с сечением каждого 300 мм<sup>2</sup>, т. е. 2ХАС-300 (выбрано по номограммам экономических интервалов).

**Решение.** Трансформаторы заменяем Г-образной схемой замещения с данными, приведенными в примере 3.1. Схема четырехполюсников в общем виде может быть представлена, как показано на рис. 3.9, а. Тогда обобщенные постоянные  $A''$ ,  $B''$ ,  $C''$  и  $D''$  параллельно включенных одинаковых  $n$  элементов (линий или трансформаторов) запишутся как

$$A'' = A'; \quad B'' = B'/n; \quad C'' = C'n; \quad D'' = D',$$

где  $A'$ ,  $B'$ ,  $C'$  и  $D'$  — постоянные одного элемента.

В данном случае схема примет вид, показанный на рис. 3.9, б. Два четырехполюсника этой схемы можно соединить последовательно. Окончательные значения обобщенных постоянных  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $D$  (рис. 3.9, в) можно представить в виде

$$A = A_1^* A_{тр}^* + B_1^* C_{тр}^*; \quad B = A_1^* B_{тр}^* + B_1^* D_{тр}^*;$$

$$C = C_1^* A_{тр}^* + D_1^* C_{тр}^*; \quad D = C_1^* B_{тр}^* + D_1^* D_{тр}^*.$$

В рассматриваемом случае

$$A = 0,98 + j0,25, \quad |A| = 1,02;$$

$$B = 8,97 + j162, \quad |B| = 162,25;$$

$$C = 47,98 \cdot 10^{-4} + j16,1 \cdot 10^{-4}, \quad |C| = 50,6 \cdot 10^{-4};$$

$$D = 0,93 + j0,57, \quad |D| = 1,09. \quad (3.3)$$

8. Чтобы определить напряжение  $U_{2\phi}'$  в конце передачи, приведенное к входной стороне, рассмотрим уравнение четырехполюсника

$$\dot{U}_{1\phi} = A\dot{U}_{2\phi}' + B\dot{I}_2',$$

где  $U_{2\phi}'$  и  $I_2'$  — приведенные к высшей (входной) стороне напряжение и ток в конце передачи.

Напряжение  $U_{1\phi}$  в начале передачи задано по абсолютной величине как в максимальном, так и в минимальном режимах. Приведенное приближенное значение тока  $I_2'$  обеих цепей можно

определить по номинальному напряжению высшей стороны и заданной мощности нагрузки:

$$I'_{2\max} = S_{2\max} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}).$$

Известен также угол между  $I'_2$  и  $U_2$ , который является углом сопротивления нагрузки на шинах  $C$  (рис. 3.10), т. е.

$$\text{tg } \varphi_k = Q_w / P_w.$$

Обобщенные постоянные  $A$  и  $B$  передачи по величине и фазе были определены при решении п. 7 рассматриваемого алгоритма.

Таким образом, в уравнении четырехполюсника неизвестны напряжение в конце линии  $U'_{2\phi}$  по величине и углу, а также угол между  $I'_2$  и  $U'_1$ . Эта задача может быть решена графически:

1) направляем ток  $I'_2$  по вещественной оси (рис. 3.10);

2) определяем угол нагрузки  $\varphi_n$ ;

3) под углом  $\varphi_n$  наносим линию направления  $U'_{2\phi}$ ; величина  $U'_{2\phi}$  пока не известна;

4) определяем  $\text{arg } B$  (угол  $\beta$ ) по фактическому значению  $B$  согласно (3.3):  $\text{tg } \beta = 162/8,97 = 18,1$ , откуда  $\beta = 86^\circ 50'$ ;

5) под углом  $\beta_k I'_2$  наносим вектор  $BI'_2$  (отрезок  $Om$ );

6) аналогично находим  $\text{arg } A$  (угол  $\alpha$ ):  $\text{tg } \alpha = 0,25/0,98 = 0,255$ , откуда  $\alpha = 14^\circ 20'$ ;

7) под углом  $\alpha$  наносим направление вектора  $AU'_{2\phi}$ . Вектор  $U'_{2\phi}$  еще не определен, поэтому можно найти только его направление;

8) от конца вектора  $BI'_2$  (точка  $m$ ) наносим прямую, параллельную  $AU'_{2\phi}$ ;

9) так как  $U_{1\phi}$  известно по величине, от точки  $O$  циркулем делаем засечку радиусом, равным величине  $U_{1\phi}$ . Получаем треугольник  $Omn$ .

Согласно выражению (3.1) вектор  $U'_{1\phi}$  состоит из суммы двух векторов —  $AU'_{2\phi}$  и  $BI'_2$ . Тогда  $U'_{1\phi}$  (отрезок  $On$ ) будет третьей стороной треугольника  $Omn$ ;

10) абсолютное значение  $U'_{2\phi}$  можно определить делением абсолютных значений:  $|AU'_{2\phi}|/|A|$ .

Такая диаграмма строится как для максимального, так и для минимального режимов. При этом для максимального режима используются  $U_{1\max}$  и  $I'_{2\max}$ , а для минимального режима —  $U_{1\phi}$

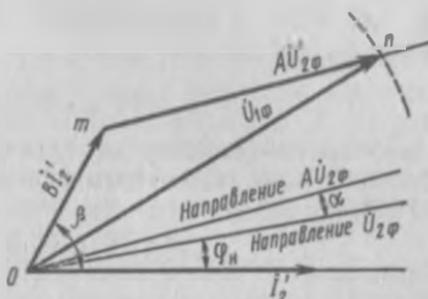


Рис. 3.10. Графическое определение напряжения  $U'_{2\phi}$  в конце передачи

и  $I'_2$ . Для рассматриваемого примера при колебании напряжения  $\pm 5\%$  предполагается\*

$$U_{1\phi.\max} = 0,95U_{1\phi.\text{ном}} = 0,95 \cdot 330/\sqrt{3} = 181,1 \text{ кВ};$$

$$U_{1\phi.\min} = 1,05U_{1\phi.\text{ном}} = 1,05 \cdot 330/\sqrt{3} = 200,2 \text{ кВ}.$$

9. Зная абсолютные значения напряжений в начале  $U_1$  и в конце  $U_2'$  линии, можно определить потерю напряжения для любого режима

$$\Delta U = U_1 - U_2'.$$

В большинстве случаев (кроме линий с половиной длины волны, где  $\Delta U = 0$ ) наибольшую потерю напряжения дает максимальный режим, т. е.

$$\Delta U_{\max} = U_{1\max} - U_{2\max}'.$$

Для данного примера путем графического построения максимального и минимального режимов (согласно рис. 3.10) найдены значения:

$$\dot{U}_{1\phi.\max} = 181,1 \angle 46^\circ \text{ кВ}, \quad \dot{U}_{2\phi}' = 158 \angle 23^\circ 30' \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{1\phi.\min} = 200,2 \angle 41^\circ \text{ кВ}, \quad \dot{U}_{2\phi.\min}' = 191 \angle 23^\circ 30' \text{ кВ}.$$

При этом потери напряжения:

$$\Delta U_{\max} = 181,1 - 158 = 23,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\min} = 200,2 - 191 = 9,2 \text{ кВ}.$$

10. Требуемые коэффициенты трансформации по условиям стабильности напряжения у потребителя с учетом заданных отклонений будут различными в разных режимах:

$$k_{2\max} = U_{2\max}'/U_{2\max}; \quad k_{2\min} = U_{2\min}'/U_{2\min}.$$

Если согласно рассматриваемому примеру напряжение на шинах С в конце передачи  $U_{2\text{ном}} = 115$  кВ, то в максимальном и минимальном режимах соответственно

$$U_{2\max} = 0,98U_2 = 0,98 \cdot 115 = 112,7 \text{ кВ};$$

$$U_{2\min} = 1,02U_2 = 1,02 \cdot 115 = 117,3 \text{ кВ}.$$

Регулирование напряжения состоит в том, чтобы при изменении режимов коэффициенты трансформации менять так, чтобы обеспечить диапазон отклонений напряжения ( $\pm 2\%$ ) на шинах С

\* Обычно напряжение в начале передачи при максимальном режиме должно быть выше номинального напряжения сети, а в минимальном принимается равным номинальному.

согласно заданию, т. е. чтобы напряжение менялось от 112,7 до 117,3 кВ.

Для фазных величин это выразится неравенством

$$U_{2\phi.\max} \leq U_{2\phi} \leq U_{2\phi.\min}; \quad (3.4)$$

$$112,7/\sqrt{3} \leq U_{2\phi} \leq 117,3/\sqrt{3};$$

$$65 \leq U_{2\phi} \leq 67,5.$$

Для рассматриваемого примера

$$k_{2\max} = U_{2\phi.\max}^*/U_{2\phi.\max} \leq 158/65 = 2,43;$$

$$k_{2\min} = U_{2\phi.\min}^*/U_{2\phi.\min} \geq 191/67,5 = 2,83.$$

11. Выбор ответвлений у трансформаторов производится так, чтобы обеспечить напряжение у потребителей согласно выражению (3.4). Следовательно, ответвление на подстанции В (ответвления, как правило, делаются на стороне высшего напряжения трансформаторов) в максимальном режиме должно быть равно или меньше напряжения 115·2,43 = 280 кВ, а в минимальном — равно или больше напряжения 115·2,83 = 326 кВ.

При изменении режима регулятор переключает ответвления в пределах от 280 до 326 кВ. Однако следует проверить наличие приемлемых ответвлений у данного трансформатора.

Для рассматриваемого примера отклонения требуемых ответвлений от номинального напряжения 330 кВ составляют в максимальном и минимальном режимах соответственно:

$$\frac{(280 - 330) \cdot 100}{330} = -15,1\%;$$

$$\frac{(326 - 330) \cdot 100}{330} = -1,2\%.$$

Таким образом, поскольку данный трансформатор имеет пределы регулирования  $\pm 12\%$ , он не обеспечивает требуемого напряжения на шинах С в максимальном режиме.

Для осуществления стабилизации напряжения у потребителя возможна установка компенсирующих устройств или изменение заданных условий, изменение отклонения напряжения в начале передачи (на шинах А), увеличение допустимого отклонения напряжения или изменение среднего значения напряжения у потребителя (на шинах С). Так, если при сохранении прочих заданных условий изменить среднее напряжение у потребителя со 115 на 110 кВ, получим

$$U_{2\max} = 0,98 \cdot 110 = 107,8 \text{ кВ.}$$

$$U_{2\min} = 1,02 \cdot 110 = 112,2 \text{ кВ.}$$

В фазных величинах

$$107,8/\sqrt{3}=62,2 \leq U_{2\phi} \leq 112,2\sqrt{3}=64,8 \text{ кВ.}$$

Соответственно

$$k_{2\max} \leq 158/62,2=2,54; \quad k_{2\min} \geq 191/64,8=2,95,$$

т. е. отклонения на стороне высшего напряжения в максимальном режиме равны или меньше  $115 \cdot 2,54=292$  кВ, а в минимальном — равны или больше  $115 \cdot 2,95=339$  кВ.

Таким образом, в данном случае отклонение от номинального напряжения в максимальном и минимальном режимах составит:

$$(292 - 330) 100/330 = -11,5\%;$$

$$(339 - 330) 100/330 = +2,7\%,$$

что укладывается в пределы регулирования данного трансформатора  $\pm 12\%$ .

12 и 13. Эти пункты выполняются по выражениям, приведенным в алгоритмах и по [3.2].

14. См. гл. 2 и § 3.1.

15. Пояснительная записка составляется по указаниям, приведенным во введении и п. 11 алгоритма к заданию 1.

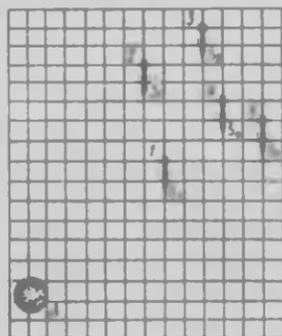


Рис. 3.11. План района к заданию 3.

Места расположения подстанций 1—5 и питающих пунктов А (одного из нескольких) задает руководитель

### Задание 3. Проектирование электрической сети

Студенту \_\_\_\_\_ группа \_\_\_\_\_, курс \_\_\_\_\_

Спроектировать электрическую сеть для электроснабжения потребителей подстанций 1—5 заданного варианта (табл. 3.3) для района, изображенного на рис. 3.11.

Выполнение задания предлагается по структурной схеме, приведенной на рис. 3.12, и с пояснениями по выполнению отдельных ее пунктов.

*Примечание.* Места расположения ПС, питающего пункта А; величину напряжения (если нет специальных заданий по выбору экономического напряжения); число часов использования максимума  $T_{\max}$ ; вид исполнения сети (кабель, воздушная линия, тип опор); состав потребителей по категориям надежности и специальные задания для углубленной проработки выдает руководитель. Остальные необходимые данные студент находит в гл. 6 настоящей книги или в других книгах.

Проект выдан \_\_\_\_\_  
Срок исполнения \_\_\_\_\_  
Руководитель \_\_\_\_\_

Пояснения по пунктам структурной схемы, приведенной на рис. 3.12

1. Любая сеть может быть выполнена различными конфигурациями и схемами соединений, каждая из которых обладает как

Таблица 3.3. Данные для проектирования электрической сети

Вариант задания	Напряжение $U_{ном}$ , кВ	Масштаб рисунка в 1 см км	Максимальная нагрузка подстанции, МВ·А					Напряжение на шинах А U при нагрузках		Нагрузка в минимальном режиме $S_{мин}$ , МВ·А
			$\dot{S}_{1макс}$	$\dot{S}_{2макс}$	$\dot{S}_{3макс}$	$\dot{S}_{4макс}$	$\dot{S}_{5макс}$	максимальных	минимальных	
1	10	1	$0,3+j0,1$	$0,2+j0,1$	$0,2+j0,1$	$0,4+j0,1$	$0,5+j0,3$	$1,1U_{ном}$	$1,05U_{ном}$	$0,4S_{макс}$
2	20	2	$0,4+j0,2$	$0,2+j0,1$	$0,3+j0,1$	$0,3+j0,2$	$0,5+j0,3$	$1,1U_{ном}$	$1,05U_{ном}$	$0,4S_{макс}$
3	35	3	$1,5+j0,5$	$0,9+j0,5$	$1,7+j0,8$	$0,8+j0,5$	$0,8+j0,3$	$1,1U_{ном}$	$1,02U_{ном}$	$0,5S_{макс}$
4	110	7	$10+j6$	$12+j4$	$14+j6$	$10+j4$	$15+j5$	$1,1U_{ном}$	$U_{ном}$	$0,55S_{макс}$
5	220	10	$30+j20$	$45+j20$	$30+j12$	$50+j30$	$40+j20$	$1,1U_{ном}$	$U_{ном}$	$0,6S_{макс}$
6	330	20	$150+j60$	$200+j70$	$90+j50$	$120+j50$	$180+j80$	$1,05U_{ном}$	$U_{ном}$	$0,63S_{макс}$

положительными, так и отрицательными свойствами. Намеченные схемы должны удовлетворять предъявляемым к ним требованиям надежности, экономичности, обеспечения потребителей качественной энергией, предусматривать возможность дальнейше-

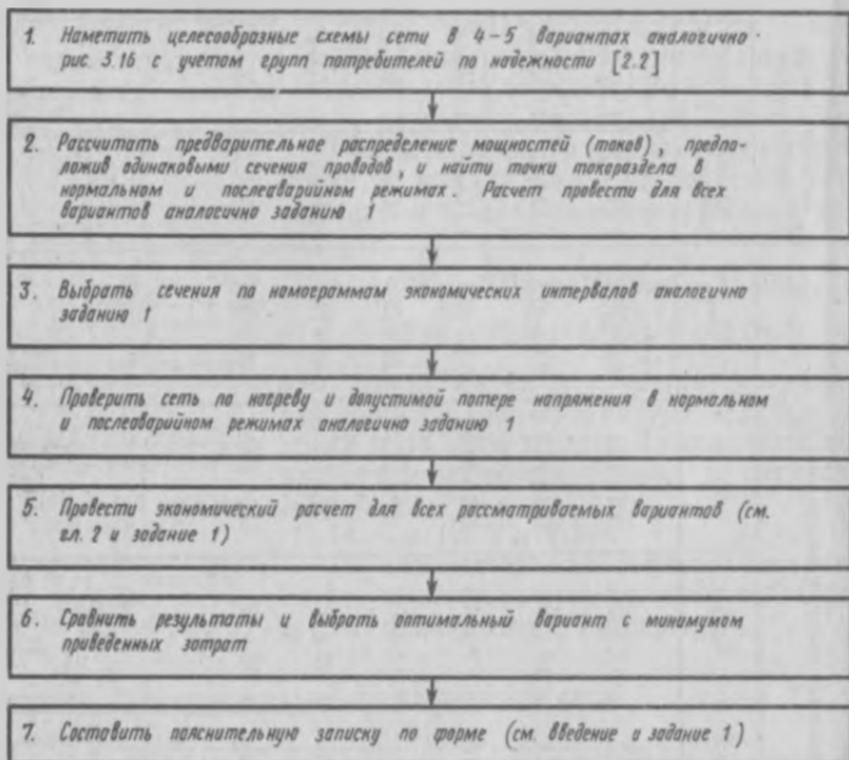


Рис. 3.12. Структурная схема выполнения задания 3 курсового проекта при одном питающем пункте А

го развития и быть удобными в эксплуатации, т. е. быть достаточно простыми в управлении, обеспечивать проведение плановых ремонтов оборудования станций, подстанций и линий без ограничения потребителей и обладать структурной гибкостью (число присоединений к шинам высших напряжений подстанций должно быть возможно меньшим (не более шести), а число цепей на каждом направлении не должно превышать двух). В расчетной практике строительство ПС, как правило, целесообразно при больших нагрузках: для 110 кВ — 5—7 МВт; для 220 кВ — 15—20 МВт (условно); для 330 кВ — 80—100 МВт и для 500 кВ — 150—200 МВт (условно).

В рассматриваемом проекте дан план района, в котором студенту требуется наметить принципиальные схемы, предположив

схему сетей в нормальном режиме замкнутой. Руководителем намечаются места расположения ПС и опорного пункта А (станция или подстанция) аналогично рис. 3.11. Пример вариантов таких схем показан на рис. 3.13, а также на рис. 3.14, если ПС5 снабжает потребителей III категории. Задача состоит в том, чтобы провести анализ намеченных схем по аналогии с анализом,

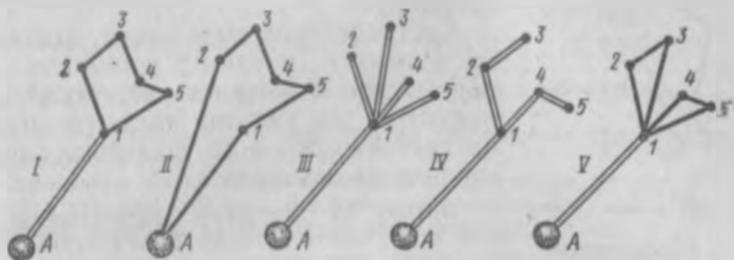


Рис. 3.13. Примеры возможных вариантов схем (I—V)

проведенным в [2.2], рассчитать, сравнить по экономическим показателям (см. гл. 2) и выбрать оптимальный вариант с учетом всех факторов, заданных в курсовом проекте\*.

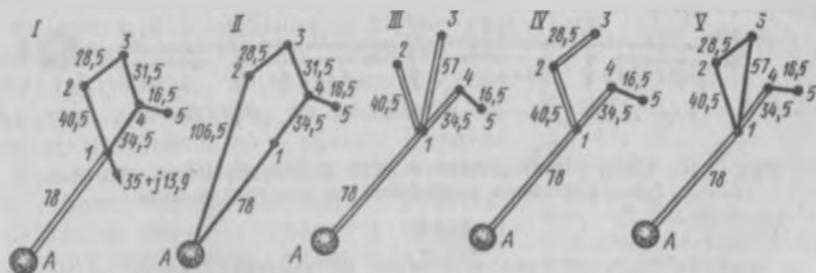


Рис. 3.14. Примеры возможных вариантов схем при потребителях III категории на подстанции 5

2. Для экономического сравнения вариантов схем с достаточной для практики точностью можно пользоваться с упрощен-

\* В дипломном проекте схемы должны быть усложнены. Необходимо предусмотреть, что питание районной сети будет осуществляться от разных источников. Одновременно рассматриваются вопросы релейной защиты и устойчивости. Могут быть решены вопросы выбора мощности трансформатора, установки и размещения компенсирующих устройств (КУ) и др. При решении экономических вопросов должно быть учтено изменение схем подстанций при изменении вариантов, что может оказаться весьма существенным. Должно быть учтено также, что несколько ПС не могут быть построены за первый проектный период. Поэтому сравнение вариантов желательно проводить с учетом строительства в течение ряда лет.

ными методами расчета: а) распределение мощностей в замкнутых сетях, аналогично заданию 1, определять по длине линий (а не по сечениям), предположив сечения проводов или кабелей одинаковыми; б) потери мощности на первом этапе расчета не учитывать; в) напряжения во всех точках сети принимать одинаковыми, равными номинальному.

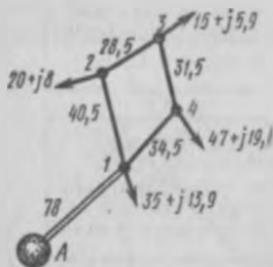


Рис. 3.15. Рассматриваемая схема

Составляющие выражений, входящие во все варианты, например стоимость трансформаторов и потери в них, также не учитываются, так как они являются величинами постоянными и на сравнение вариантов влияния не оказывают.

**Пример 3.3.** Рассчитать распределение мощностей нормального режима в сети варианта I (см. рис. 3.14), при заданных мощностях подстанций и длинах линий.

**Решение.** 1. Складываем мощности ПС4 и ПС5 и заменяем эту сумму, а также мощности подстанций ПС1 — ПС3 нагрузками (см. стрелки на рис. 3.15).

2. Рассчитываем кольцо, объединяющее ПС1 — ПС4, как сеть с двусторонним питанием (рис. 3.16):

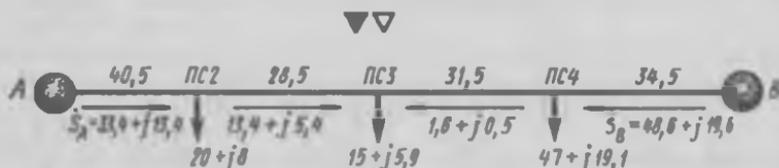


Рис. 3.16. Схема, приведенная к сети с двусторонним питанием с распределением мощностей на участках кольца

а) находим распределение мощностей на участках кольца по известному выражению

$$\dot{S}_A = (\sum \dot{S}_m \bar{Z}_m) / \bar{Z}_\Sigma, \text{ или } \dot{S}_A = (\sum \dot{S}_m l'_m) / l_\Sigma, \quad (3.5)$$

где  $\bar{Z}_m$  и  $l'_m$  — сопряженное значение сопротивления и длина противоположных плеч;  $\bar{Z}_\Sigma$  и  $l_\Sigma$  — сопряженное значение суммарного сопротивления и длина суммы плеч соответственно.

Тогда мощность, вытекающая из пункта А:

$$\dot{S}_A = \frac{(20 + j8) 94,5 + (15 + j5,9) 66 + (47 + j19,1) 34,5}{135} = 33,4 + j13,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично определяем мощность, вытекающую из пункта В:

$$\dot{S}_B = \frac{(47 + j19,1) 100,5 + (15 + j5,9) 69 + (20 + j8) 40,5}{135} = 48,6 + j19,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

б) проверяем правильность расчета:

$$\sum \dot{S}_m = \dot{S}_A + \dot{S}_B = (20 + j8) + (15 + j5,9) + (47 + j19,1) = (33,4 + j13,4) + (48,6 + j19,6), \text{ т. е. } 82 + j33 = 82 + j33.$$

Расчет проведен правильно;

в) зная мощности, вытекающие из пунктов *A* и *B*, находим мощности на участках 2—3 и 3—4:

$$\dot{S}_{2-3} = (33,4 + j13,4) - (20 + j8) = 13,4 + j5 \text{ МВ·А.}$$

$$\dot{S}_{3-4} = (13,4 + j5,4) - (15 + j5,9) = -(1,6 + j0,5) \text{ МВ·А.}$$

Знак «—» показывает, что мощность на участке 3—4 имеет противоположное направление и течет от ПС4 к ПС3.

3. Определяем места точек токораздела. Как видно из рис. 3.16, точки токораздела как для активных (зачерненный треугольник), так и для реактивных (светлый треугольник) мощностей находятся на ПС3:

$$(13,4 + j5,4) + (1,6 + j0,5) = 15 + j5,9.$$

Полное распределение мощностей на всех участках и точки токораздела для варианта I показаны на рис. 3.17. Аналогично рассчитывается распределение мощностей нормального режима для всех рассматриваемых вариантов.

Распределение мощностей послеаварийного режима находится в зависимости от места повреждения, которое рекомендуется выбирать на наиболее загруженных линиях. Если после повреждения сеть разомкнута, то мощности на участках находятся по I закону Кирхгофа. Если же после повреждения часть сети, кроме поврежденного участка, замкнута, то расчет проводится методом наложения аналогично заданию I.

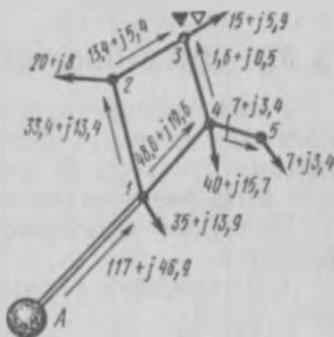


Рис. 3.17. Схема окончательного распределения мощностей в сети

3. По подсчитанным мощностям на участках схем можно найти токи  $I = S / (\sqrt{3}U)$ . Зная их, согласно указаниям гл. 7, находим коэффициент  $\sigma = (E_n + p) / (\tau c_{\Delta 9})$ . По значениям токов  $I$  и коэффициента  $\sqrt{\sigma}$  определяем сечения всех участков схем по универсальным номограммам экономических интегралов в соответствии с заданным напряжением и исполнением сети (см. примеры 7.1—7.3).

Если по заданию руководителя студент должен провести расчет с учетом роста нагрузок, то расчетный ток  $I_{расч}$  определяется согласно рекомендациям гл. 2.

4. Проверка по допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах проводится от питающего пункта *A* до точек токораздела аналогично заданию 1.

Если проект не очень перегружен, то по индивидуальному заданию руководителя для обеспечения необходимого качества энергии могут быть применены дополнительные мероприятия, указанные в задании 1.

5. Экономический расчет проводится согласно указаниям гл. 2 и аналогично заданию 1.

Приведенные затраты  $Z_2$  рассчитываются за один проектный период (1 год) или в течение ряда лет (расчетный период  $T$ )\*. В послеаварийном режиме потери энергии считать не следует, так как этот режим является кратковременным.

6. Приведенные затраты для всех рассматриваемых вариантов сравниваются между собой и выбирается тот вариант, у которого величина  $Z_2$  минимальная. Для выбранного варианта и проводятся все дальнейшие уточнения по заданию руководителя.

7. Пояснительная записка составляется по указаниям введения и п. 11 алгоритма к заданию 1.

По желанию студента в проекте может быть определен баланс активных и реактивных мощностей по форме табл. 3.4 (см. [1.7]).

### § 3.3. Дипломное проектирование

Рассмотренные курсовые проекты (см. § 3.1, 3.2 и др.) и аналогичные им могут быть с успехом использованы как часть дипломных проектов. В дипломном проекте каждая из этих тем может быть разработана углубленно.

Приведем некоторые возможные темы типовых дипломных проектов.

1. Разработка схемы электроснабжения крупного энергорайона.

2. Проектирование линии электропередачи высокого или сверхвысокого напряжений.

3. Расчеты режимов параллельной работы сетей 110—750 кВ в энергосистеме.

4. Определение потерь электроэнергии в сетях 110—750 кВ и пути их снижения.

5. Развитие электрических сетей 110—750 кВ энергосистемы или района  $N$ .

6. Мероприятия по увеличению пропускной способности линий электропередачи 110—750 кВ.

7. Мероприятия по снижению потерь на корону линий 330—750 кВ.

8. Принцип оптимального распределения реактивной мощности в энергосистеме.

---

\* Для определения приведенных затрат при строительстве в течение ряда лет данные очередности строительства отдельных сетевых объектов задаются руководителем.

Т а б л и ц а 3.4. Баланс мощностей по районной электрической сети для максимального режима

Составляющие баланса	Активная мощность, $P_2$		Реактивная мощность, $Q_2$	
	МВт	%	Мвар	%
1. Нагрузки подстанций: ПС1 ПС2 и т. д.				
2. Суммарная нагрузка всех подстанций				
3. Потери мощности на: ПС1 ПС2 и т. д.				
4. Суммарные потери на подстанциях				
5. Потери мощности в линиях всех на- пряжений 10 кВ 110 кВ 220 кВ и т. д.				
6. Суммарные потери в высоковольтных линиях				
7. Полные потери в системе (п. 4+п. 6)				
8. Генерируемые мощности в системе: а) станция А (выдача с шин) станция В (выдача с шин) и т. д. б) линия передачи 110 кВ >       220 кВ и т. д. в) компенсирующее устройство				
9. Суммарная генерируемая мощность (п. 8а+п. 8б+п. 8в)				
10. Суммарное потребление (п. 1+п. 4+ +п. 6)				
11. Суммарная располагаемая мощность станций: А В				

9. Проектирование или реконструкция подстанции 330—110/  
/20—10 кВ.

10. Схема внешнего электроснабжения крупного промышлен-  
ного объекта.

11. Перспективная схема электроснабжения города.

12. Проектирование подстанции глубокого ввода для электро-  
снабжения крупного узла нагрузки.

13. Выбор параметров распределительных электрических сетей  
10—35 кВ в районе N.

14. Исследование надежности электроснабжения потребителей в сетях 6—35 кВ.

15. Проектирование электрических сетей 6—35 кВ района *N*.

16. Реконструкция сетей 6—35 кВ района *N*.

17. Перевод электрических сетей города или электроснабжения завода с 6 на 10 кВ.

18. Проект электроснабжения района жилой застройки города.

19. Выбор оптимальных конфигураций и параметров распределительных электрических сетей.

Структурные схемы выполнения проектов по электроснабжению района жилой застройки и понизительной подстанции 330/110/20—10 кВ приведены на рис. 3.18 и 3.19 соответственно.

### Дипломное проектирование с научно-исследовательским уклоном

При выполнении дипломных и курсовых проектов желательно, чтобы студенты, хорошо усвоившие пройденный материал, по специальному заданию руководителя проводили самостоятельные творческие научные исследования. В курсовых проектах должны предусматриваться более простые вопросы и в меньшем объеме, в дипломных — более сложные и в большем объеме.

Студентам, недостаточно усвоившим пройденные курсы, выдавать проекты с научно-исследовательским уклоном не рекомендуется. Если даже такой студент и справится с поставленной задачей, что бывает довольно часто, то основная цель не будет достигнута. За время проектирования он должен восстановить в памяти основной теоретический материал, пройденный в институте, и показать умение использовать полученные знания для решения конкретных практических задач. Научно-исследовательские темы в основном имеют узкую направленность и требуют работы «вглубь».

Проектов научно-исследовательского характера может быть множество. Перечислим темы некоторых из них.

1. Анализ влияния электрических сетей на окружающую среду и ограничение вредных влияний.

2. Проблемы надежности электрических сетей и систем.

3. Разработка электропередачи новых типов (криогенные линии, линии половины длины волны, настроенные или компенсированные линии), проектирование управляемых самокомпенсирующихся линий (УСВЛ) со сближенными фазами и т. д.

4. Совершенствование методов автоматического управления энергосистемами.

5. Анализ вопросов эксплуатации сложных объектов (кабели высоких напряжений и т. д.).

6. Оптимизация развития сетей.

7. Анализ графиков потребления электроэнергии и процессов их изменения.

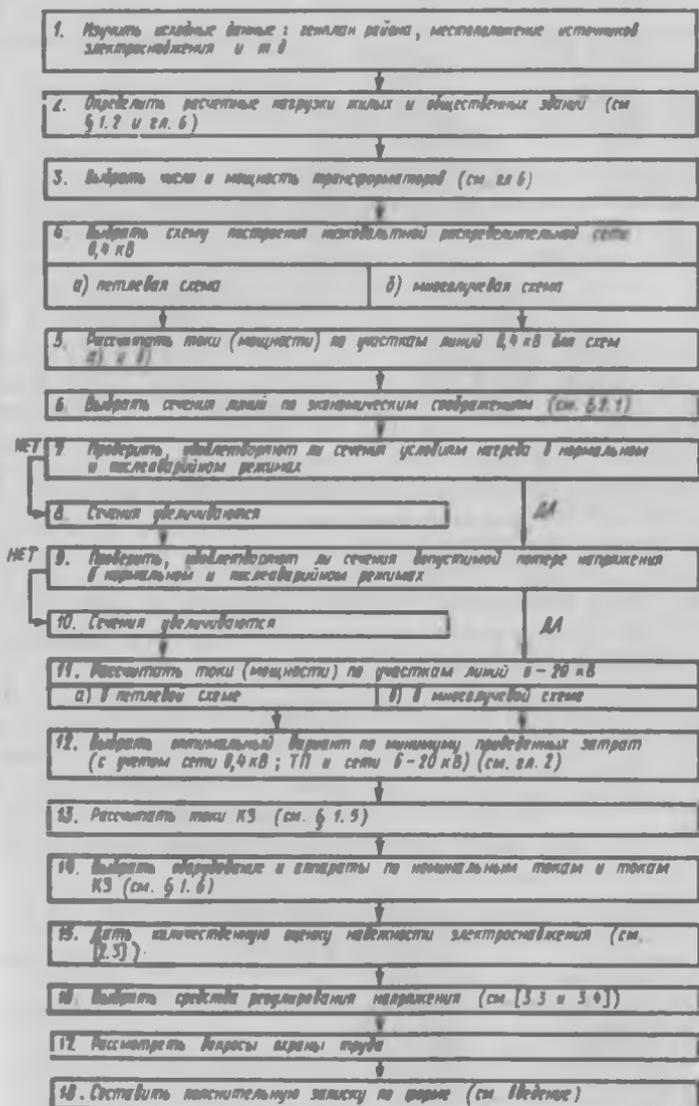


Рис. 3.18. Алгоритм выполнения дипломного проекта на тему «Электроснабжение района жилой застройки»

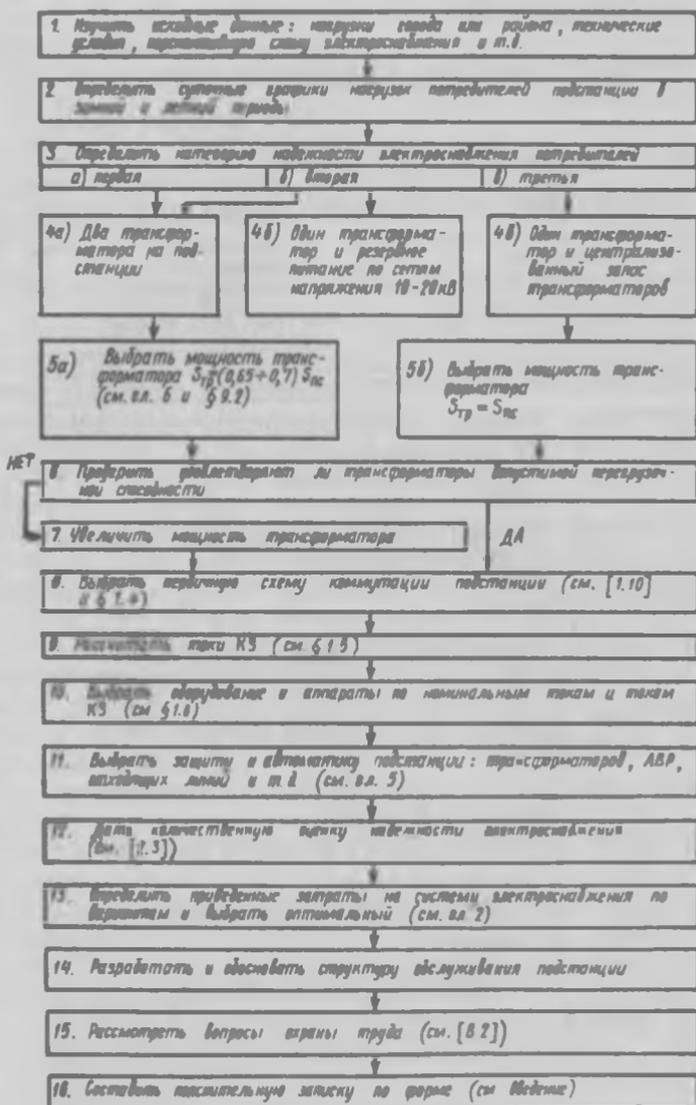


Рис. 3.19. Алгоритм выполнения дипломного проекта на тему «Понижительная подстанция 330—220—110/20—10 кВ»

8. Анализ и сравнение замкнутых и разомкнутых сетей.
9. Оптимизация сетей (выбор оптимального числа линий, трансформаторов, их загрузки и т. д.).
10. Определение условий, при которых целесообразен переход на более высокие напряжения.
11. Построение и анализ новых зависимостей на основе метода экономических интервалов.
12. Сравнительный анализ различных способов регулирования напряжения.
13. Влияние отклонений напряжения на ущерб.
14. Оптимизация режимов сетей.
15. Анализ размещения компенсирующих устройств.
16. Определение условий, при которых целесообразно применение распределительных пунктов, и методика определения их числа.
17. Исследование и усовершенствование конструктивных исполнений сооружений сетей, подстанций и т. д.

Проект одного направления можно рекомендовать для выполнения двум и большему числу студентов. Необходимо учесть, однако, что в таких комплексных проектах у каждого студента должны быть совершенно четкие индивидуальные задачи, перекрещивание которых предполагается только в самом конце проектирования. Расчетные части заданий не должны зависеть одна от другой, иначе случайные причины (болезнь, разная работоспособность и др.) могут сорвать выполнение всего комплексного проекта. Например, по комплексной теме курсового проектирования научно-исследовательского характера «Анализ метода экономических интервалов и построение универсальных номограмм» одному студенту можно предложить работу по воздушным линиям средних и низших напряжений, другому — по высоким, а третьему — по кабельным линиям и т. д. Для научно-исследовательских тем необходимую литературу студент находит сам или с помощью руководителя.

### § 3.4. Расчеты режимов работы сложных электрических систем с применением ЭВМ

Современные электрические системы (ЭС), как правило, имеют сложные энергетические и топологические структуры. Схемы коммутации для различных номинальных напряжений ЭС строятся по сложно-замкнутому принципу.

В настоящее время районные сети 110/220/500/1150 кВ (вторая система напряжений 110/330/750 кВ) содержат сотни узлов нагрузки. В объединенных энергосистемах ОЭС это число возрастает до нескольких тысяч. Сети более низких напряжений, связывающие три-четыре номинальных напряжения, в основном распре-

деляют электрическую энергию между потребителями и также сложны.

Поэтому анализ рабочих режимов ЭС связан с большими трудностями, преодоление которых возможно с помощью современной вычислительной техники — ЭВМ.

Расчет установившихся режимов и классификация методов расчета. С помощью расчетов установившихся режимов (УР) электрических систем определяются параметры УР: модули и фазовые углы узловых напряжений, токи ветвей, потоки активной и реактивной мощностей, потери активной и реактивной мощностей во всех элементах сети, генерируемые отдельными линиями мощности и т. д. Эти параметры чаще всего определяются для нормального максимального и минимального режимов нагрузки и послеаварийного. При этом решаются вопросы:

1. Осуществим ли данный режим, т. е. возможна ли передача требуемой мощности от источников электроэнергии к потребителям?

2. Находятся ли в заданных пределах напряжения в узлах сети?

3. Допустимы ли токовые нагрузки в отдельных элементах ЭС в нормальных и послеаварийных режимах?

Расчеты УР являются крайне важными как при проектировании, так и при эксплуатации.

При расчетах режимов сложных ЭС на ЭВМ могут быть использованы точные и итерационные методы [1.17, 3.9].

Точными называют методы, позволяющие получить фактические значения неизвестных в результате конечного числа операций [3.9]. Все вычисления делаются с округлением, поэтому значения неизвестных, полученных точным методом, содержат некоторые погрешности.

Итерационными (приближенными) методами называются такие, которые позволяют получить решения лишь с заданной точностью в результате выполнения повторяющихся однотипных расчетов (итераций) [3.9]. Число итераций заранее не известно. Оно зависит от скорости сходимости итерационного метода и принятых исходных приближений переменных.

Из точных методов наиболее распространены алгебраические методы Гаусса и обратной матрицы, а из итерационных — методы простой итерации, Зейделя, Ньютона, градиентные и т. д.

Если при решении нелинейных уравнений наиболее распространенным является метод Ньютона и его модификации, то для решения линейных уравнений — методы Гаусса.

Разделение методов расчета электрических систем по группам (рис. 3.20) выполнено в соответствии с исходными уравнениями состояния, положенными в основу этих методов. Все они основываются или на I законе Кирхгофа, или на II законе Кирхгофа и законе Ома.

С помощью известных преобразований уравнений Кирхгофа можно получить три группы уравнений состояния ЭС, являющихся исходными для ряда расчетных методов и представляющих математическую модель электрической системы:

- уравнения контурных токов (мощностей);
- уравнения узловых напряжений;
- уравнения токов ветвей.

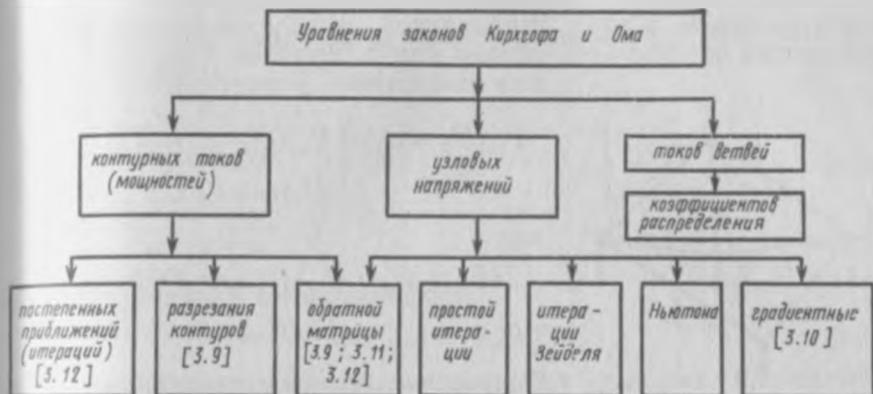


Рис. 3.20. Классификация наиболее распространенных методов решения уравнения состояния энергосистемы

Практика применения различных способов расчета УР сложных ЭС показала, что наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ (удобство автоматического формирования) являются уравнения узловых напряжений (УУН) [3.9, 3.10, 3.11].

Из-за ограниченности объема пособия рассматриваются только наиболее распространенные методы численного решения (см. рис. 3.20): простой итерации, итерации Зейделя и метод Ньютона применительно к *нелинейным* УУН.

Для решения *линейных* УУН рассматриваются методы последовательных исключений Гаусса и обратной матрицы. Однако следует указать основные области и других методов, приведенных на рис. 3.20. Метод обратной матрицы применяется для решения нелинейных узловых и контурных уравнений [3.9, 3.11, 3.12 и др.]. Методы разрезания контуров и постепенных приближений применяются для решения контурных уравнений [3.9, 3.12 и др.].

Градиентные методы применяются в основном для проведения различного вида оптимизационных расчетов [3.9, 3.10] и др.

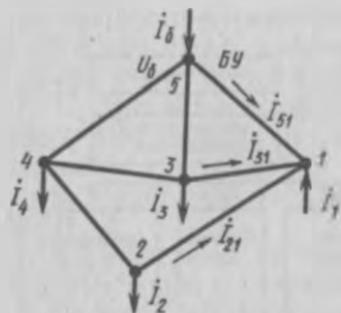
**Линейные уравнения узловых напряжений.** Для составления УУН необходимо записать для каждого узла ЭС уравнения I закона Кирхгофа, а затем, используя закон Ома, выразить токи в ветвях через напряжения прилегающих узлов и проводимостей

ветвей. Число уравнений равно числу независимых узлов  $n$ . При этом напряжение одного из  $(n+1)$ -х узлов [базисного узла (БУ)] предполагается заданным ( $0; 1,05 U_{\text{ном}}; 1,1 U_{\text{ном}}$ ).

Предположив, что все токи ветвей, присоединенных к узлу 1 (рис. 3.21), направлены к нему, имеем уравнение 1 закона Кирхгофа для этого узла

$$i_{21} + i_{31} + i_{51} + i_1 = 0.$$

Токи, входящие в узел, учитываются с положительным знаком, выходящие от узла — со знаком минус. Выразим токи через узловые напряжения и проводимости ветвей:



$$\dot{Y}_{12}(\dot{U}_2 - \dot{U}_1) + \dot{Y}_{13}(\dot{U}_3 - \dot{U}_1) + \dot{Y}_{15}(\dot{U}_5 - \dot{U}_1) = -\dot{I}_1$$

или

$$-(\dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{13} + \dot{Y}_{15})\dot{U}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{13}\dot{U}_3 + \dot{Y}_{15}\dot{U}_5 = -\dot{I}_1.$$

Полученное линейное узловое уравнение запишем в каноническом виде, введя обозначения  $\dot{Y}_{11} = \dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{13} + \dot{Y}_{15}$ ,  $\dot{U}_6 = \dot{U}_5$ ,  $\dot{Y}_{15} = \dot{Y}_{16}$ ,

$$-\dot{Y}_{11}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{13}\dot{U}_3 = -\dot{I}_1 - \dot{Y}_{16}\dot{U}_6.$$

Аналогично уравнения при четырех независимых узлах ( $n=4$ ):

$$-\dot{Y}_{11}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{13}\dot{U}_3 = -\dot{I}_1 - \dot{Y}_{16}\dot{U}_6;$$

$$\dot{Y}_{21}\dot{U}_1 - \dot{Y}_{22}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{24}\dot{U}_4 = \dot{I}_2;$$

$$\dot{Y}_{31}\dot{U}_1 - \dot{Y}_{33}\dot{U}_3 + \dot{Y}_{34}\dot{U}_4 = \dot{I}_3 - \dot{Y}_{36}\dot{U}_6; \quad (3.6)$$

$$\dot{Y}_{42}\dot{U}_2 + \dot{Y}_{43}\dot{U}_3 - \dot{Y}_{44}\dot{U}_4 = \dot{I}_4 - \dot{Y}_{46}\dot{U}_6,$$

где  $\dot{U}_1, \dots, \dot{U}_4$  — неизвестные напряжения узлов рассматриваемой системы;  $\dot{U}_5 = \dot{U}_6$  — заданное напряжение базисного узла;  $\dot{I}_2, \dot{I}_3, \dot{I}_4$  — задающие токи нагрузок;  $\dot{I}_1$  — задающий ток генераторного\*\* узла;  $\dot{I}_6$  — неизвестный ток балансирующего узла, совмещенного с базисным;  $\dot{Y}_{11}, \dots, \dot{Y}_{44}$  — собственные проводимости узлов системы;  $\dot{Y}_{12}, \dot{Y}_{13}, \dots$  — взаимные проводимости между узлами.

\* Базисный узел, в котором задано напряжение, обычно совмещается балансирующим узлом по мощности.

\*\* Генераторным называется питающий узел с заданной мощностью и известным напряжением.



$i$ -и узлами:

$$\dot{U}_i = \dot{U}_0 + \dot{U}_{\Delta i}. \quad (3.12)$$

При  $\dot{U}_0 = 0$  матричные уравнения (3.8) и (3.9) примут вид

$$\dot{Y} \dot{U}_{\Delta} = \dot{i}. \quad (3.13)$$

**Нелинейные уравнения узловых напряжений.** Нагрузки или генераторы с постоянной мощностью  $P_i = \text{const}$ ,  $Q_i = \text{const}$  или заданные статическими характеристиками  $P_i(\dot{U})$ ,  $Q_i(\dot{U})$  в схеме замещения ЭС, представляются соответственно потребителями или источниками тока. Постоянная мощность нагрузки потребителя или генератора задается в виде узлового тока\*

$$i_i(\dot{U}) = \bar{S}_i / \dot{U}_i, \quad (3.14)$$

где  $\bar{S}_i$  — сопряженное значение мощности  $i$ -го узла;  $\dot{U}_i$  — сопряженный комплекс напряжений  $i$ -го узла;  $i_i(\dot{U})$  — нелинейное значение тока как функции напряжения.

Если мощность нагрузки потребителя задана статической характеристикой, то нелинейный ток

$$i_i(\dot{U}) = \frac{\bar{S}_i(\dot{U})}{\dot{U}_i} = \frac{P_i(\dot{U}) - jQ_i(\dot{U})}{\dot{U}_i}. \quad (3.15)$$

Подставляя (3.14) в (3.11), получим нелинейную систему уравнений

$$-\dot{Y}_{ii} \dot{U}_i + \sum_{j \neq i}^n \dot{Y}_{ij} \dot{U}_j = (\bar{S}_i / \dot{U}_i) - \dot{Y}_{i0} \dot{U}_0. \quad (3.16)$$

Систему узловых уравнений (3.16) представим в матричном виде:

$$= \begin{bmatrix} \frac{1}{\dot{U}_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\dot{U}_2} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\dot{U}_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{S}_1 \\ \bar{S}_2 \\ \vdots \\ \bar{S}_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{Y}_{16} \\ \dot{Y}_{26} \\ \vdots \\ \dot{Y}_{n6} \end{bmatrix} \cdot \dot{U}_0 \quad (3.17)$$

\* В данном случае все токи выражены фазными значениями, увеличенными в  $\sqrt{3}$  раза.

или в сокращенной форме

$$\dot{Y} \cdot \dot{U} = \hat{U}_{\text{диаг}}^{-1} \cdot \hat{S} - \dot{Y}_0 \cdot \dot{U}_0, \quad (3.18)$$

где  $\hat{U}_{\text{диаг}}^{-1}$  — обратная диагональная матрица сопряженных комплексов узловых напряжений;  $\hat{S}$  — столбцевая матрица сопряженных мощностей нагрузки.

Если  $\dot{U}_0 = 0$ , то (3.16) примет вид

$$-\dot{Y}_{ii} \dot{U}_{\Delta i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \dot{Y}_{ij} \dot{U}_{\Delta j} = \frac{\hat{S}_i}{\dot{U}_i}, \quad i, j = 1, 2, \dots, n, \quad (3.19)$$

а в матричной форме

$$\dot{Y} \dot{U}_{\Delta} = \hat{U}_{\text{диаг}}^{-1} \cdot \hat{S}. \quad (3.20)$$

Системы (3.16) и (3.19) отличаются от аналогичных уравнений (3.9) и (3.13) только своими правыми частями, являющимися нелинейными (левые — линейные).

Все рассмотренные УУН представлены в форме баланса токов, а УУН в форме баланса мощностей и подробно писаны в [1.17, 3.9, 3.11].

**Преобразование комплексных уравнений узловых напряжений.** Все УУН (3.9), (3.13), (3.18), (3.20) содержат комплексные элементы напряжений, токов, мощностей и проводимостей. При расчетах режимов на ЭВМ система комплексных уравнений узловых напряжений  $n$ -го порядка часто приводится к эквивалентной удвоенной системе  $2n$  с действительными элементами.

Комплексные матричные элементы выражаются через действительные и мнимые матричные составляющие:

$$\begin{aligned} \dot{Y} &= G - jB, \\ \dot{U} &= U_a + jU_r, \\ \dot{I} &= I_a + jI_r. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Уравнение (3.9) с учетом (3.21):

$$(G - jB)(U_a + jU_r) = (I_a + jI_r) - (G_0 - jB_0) \cdot U_0.$$

Получаем  $2n$  уравнений с действительными элементами

$$\left. \begin{aligned} GU_a + BU_r &= I_a - G_0 U_0, \\ -BU_a + GU_r &= I_r - B_0 U_0. \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$

При преобразовании матричного уравнения (3.9) учтено, что  $U_{r0} = 0$  и  $U_{a0} = U_0$ .

Уравнения (3.22) в матричной (блочной) форме

$$\begin{bmatrix} G & B \\ -B & G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -G_0 \\ -B_0 \end{bmatrix} U_0, \quad (3.23)$$

а в координатной форме

$$\left. \begin{aligned} G_{ii}U_{ai} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n G_{ij}U_{aj} + B_{ii}U_{ri} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij}U_{rj} &= I_{ai} - G_{i0}U_0; \\ -B_{ii}U_{ai} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij}U_{aj} + G_{ii}U_{ri} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n G_{ij}U_{rj} &= \\ = I_{ri} + B_{i0}U_0; \quad i=1, 2, \dots, n, \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

где  $G_{ii} = -\sum_{j=1}^n G_{ij}$ ;  $B_{ii} = -\sum_{j=1}^{n+1} (-B_{ij})$  — собственные проводимости узлов при  $i=j$ ;  $G_{ij} = G_{ji}$ ,  $B_{ij} = B_{ji}$  и т. д. — взаимные проводимости ( $i \neq j$ ).

Для получения нелинейных уравнений, аналогичных (3.16), с действительными элементами выразим ток  $i$ -го узла через полную мощность и напряжение:

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{(U_{ai} - jU_{ri})}. \quad (3.25)$$

Активная и реактивная составляющие тока соответственно

$$I_{ai} = \frac{P_i U_{ai} + Q_i U_{ri}}{U_i^2}; \quad (3.26)$$

$$I_{ri} = \frac{P_i U_{ri} - Q_i U_{ai}}{U_i^2}. \quad (3.27)$$

Выражения (3.26) и (3.27) подставляем в (3.24) и получаем два нелинейных уравнения с действительными элементами.

**Решение линейных уравнений узловых напряжений.** Основными требованиями, предъявляемыми к методам решения уравнений установившихся режимов ЭС на ЭВМ, являются обеспечение надежности получения решений при сравнительно небольших затратах машинного времени и достаточный объем памяти ЭВМ.

Для решения линейных УУН применяют, как уже указывалось, точные и итерационные методы.

1. Метод обратной матрицы. Для решения матричного уравнения (3.9) необходимо умножить обе части на  $\dot{Y}^{-1}$ . Тогда получим ( $I = \text{const}$ ):

$$\dot{Y}^{-1} \cdot \dot{Y} \cdot \dot{U} = \dot{Y}^{-1} \cdot \dot{I} - \dot{Y}^{-1} \cdot \dot{Y}_0 \dot{U}_0. \quad (3.28)$$

Введем обозначения

$$\dot{Y}^{-1} \cdot \dot{Y} = \mathbf{E}; \quad -\dot{Y}^{-1} \cdot \dot{Y}_0 = \mathbf{K}_U; \quad \dot{Z} = \dot{Y}^{-1},$$

где  $E$  — единичная матрица, по диагонали которой расположены единицы, остальные элементы равны нулю;  $K_U$  — столбцевая матрица коэффициентов (для сетей небольшой протяженности без учета поперечных проводимостей, приближенно равная единице);  $Z$  — квадратная неособенная матрица узловых сопротивлений, полученная обращением матрицы узловых проводимостей  $Y$ .

Тогда (3.9) примет вид:

$$\dot{U} = U_0 + \dot{Z}i. \quad (3.29)$$

2. Метод Гаусса. Как указывалось, он основан на последовательных исключениях неизвестных и является одним из широко применяемых для решения систем УУН.

Решение линейной системы (3.7) с неизвестными (например, с тремя) можно разбить на два этапа. На первом этапе матрица системы приводится к треугольному виду, а на втором решается треугольная линейная система. Для перехода от начальной системы к треугольной необходимо исключить все элементы под главной диагональю в следующем порядке:

1. Рассматриваем 1-ю строку, устанавливаем  $i=1$ .

2. Если  $\dot{Y}_{ii} \neq 0$ , то с помощью линейной комбинации  $i$ -й строки и строк  $i+1, i+2, \dots, n$  можно исключить элементы  $\dot{Y}_{i+1,i}, \dot{Y}_{i+2,i}, \dots, \dot{Y}_{n,i}$ . Элементы новой квадратной матрицы

$$\dot{Y}_{kj}^{(k)} = \dot{Y}_{kj}^{(k-1)} - \frac{\dot{Y}_{ki}^{(k-1)}}{\dot{Y}_{ii}^{(k-1)}} \dot{Y}_{ij}^{(k-1)}, \quad (3.30)$$

где  $k=i+1, j=i+1, \dots, n$ .

Элементы вектора (столбца) правой части линейной системы определяются по выражению

$$\dot{j}^{(k)} = \dot{j}_k^{(k-1)} - \frac{\dot{Y}_{ki}^{(k-1)}}{\dot{Y}_{ii}^{(k-1)}} \dot{j}_i^{(k-1)}. \quad (3.31)$$

Затем устанавливаем  $i=i+1$ . При  $i \leq n-1$  изменяем индекс  $k$  на  $k+1$  и повторяем вышеизложенные операции. Если  $i > n-1$ , переходим к п. 4.

3. При  $\dot{Y}_{ii} = 0$  среди следующих строк находится элемент  $\dot{Y}_{ki} \neq 0$  и строки  $i$  и  $k$  меняются местами. Затем возвращаемся к п. 2.

4. Если последующий ведущий элемент  $\dot{Y}_{nn} = 0$ , то матрица особенная и необходимо прекратить решение. Если  $\dot{Y}_{nn} \neq 0$ , то триангуляция закончена и можно перейти к следующему этапу.

5. Решение треугольной линейной системы начинается снизу в обратном направлении. Из последнего ( $n$ -го) уравнения рассматриваемой системы (см. пример 3.4) получим

$$\dot{U}_n = \dot{J}_n / \dot{Y}_{nn} \quad (3.32)$$

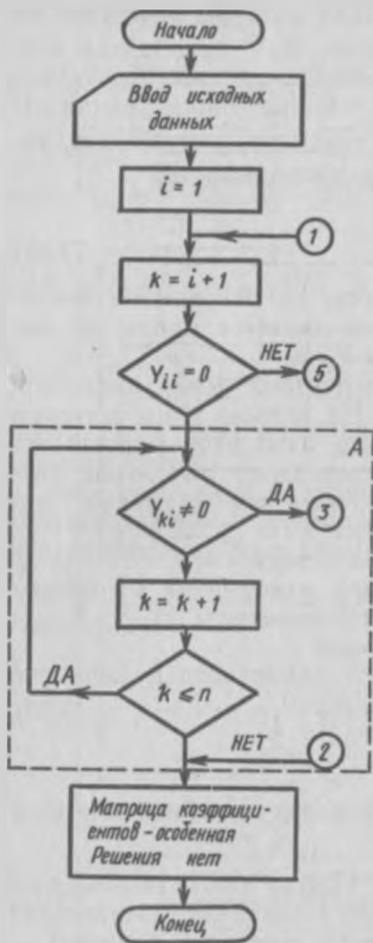


Рис. 3.22. Алгоритм приведения к треугольному виду линейной системы уравнений для решения на ЭВМ.

Исходные данные:  $Y$  — массив узловых проводимостей размером  $n \times n$ ;  $I$  — массив токов нагрузки размером  $n \times 1$  — целая переменная, указывающая размер массивов

Подстановкой значения  $U_n$  в  $(n-1)$ -е уравнение получим значение  $U_{n-1}$ . Процесс продолжается до тех пор, пока не будут получены все искомые узловые напряжения.

Детализированный алгоритм расчета по методу Гаусса\* (рис. 3.22 и 3.23) включает в себя четыре основных этапа:

А. Поиск ненулевого ведущего элемента левой части системы уравнений.

Б. Перестановка двух строк в системе уравнений.

В. Исключение элемента  $Y_{ki}$ .

Г. Решение треугольной системы уравнений.

Пример 3.4. Для электрической сети постоянного тока (рис. 3.24) составить линейную систему УУН и решить ее методом Гаусса [3.11].

Решение. 1. На основании (3.7) для сети с тремя независимыми узлами линейная система:

$$\begin{aligned} -Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 &= -I_1 - \\ -Y_{16}U_6 &= J_1, \end{aligned}$$

$$Y_{21}U_1 - Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 = I_2 = J_2,$$

$$Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 - Y_{36}U_3 = I_3 - Y_{36}U_6 = J_3.$$

2. Подставляем в уравнения числовые значения:

$$-2U_1 + U_2 + 0,5U_3 = -0,5 - 5,5;$$

$$U_1 - 2U_2 + U_3 = 0,3;$$

$$0,5U_1 + U_2 - 2U_3 = 0,6 - 5,5$$

$$\left( \begin{aligned} Y_{11} &= 1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} = 2; & Y_{12} &= \\ & & &= 1 \text{ и т. д.} \end{aligned} \right).$$

3. Запишем систему в виде матричного уравнения

$$\begin{bmatrix} -2 & 1 & 0,5 \\ 1 & -2 & 1 \\ 0,5 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -6 \\ 0,3 \\ -4,9 \end{bmatrix}.$$

\* См.: Ламуатье Э. П. Упражнения по программированию на ФОРТРАНЕ IV. М., 1978.

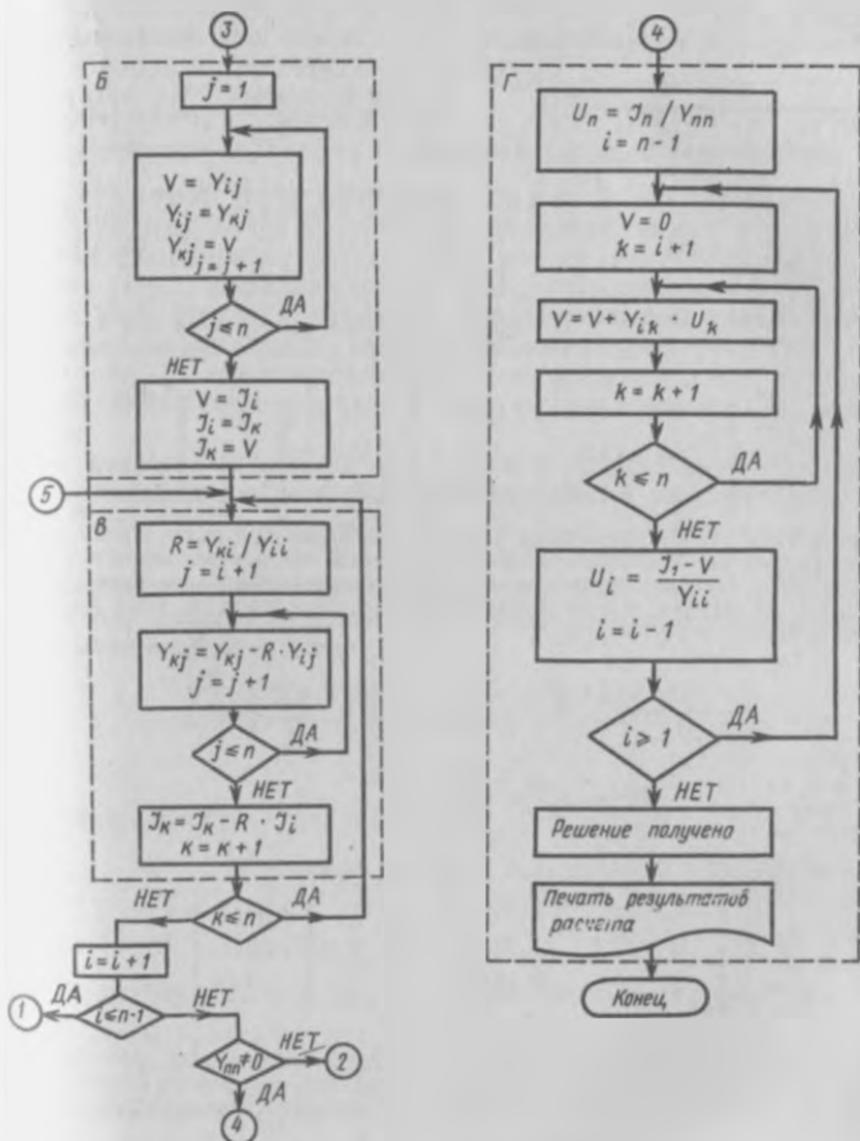


Рис. 3.23. Алгоритм решения треугольной системы уравнений на ЭВМ.

Условные графические обозначения во всех алгоритмах изображаются согласно ГОСТ 19.003-80 (см. гл. 6)

4. Комбинируя первую строку со всеми последующими в линейной системе уравнений (3.7), исключаем члены под главной диагональю в соответствии с алгоритмами рис. 3.22 и 3.23. Остальные элементы матрицы изменяются согласно (3.31) и (3.32).

Рассматриваем первую строку при  $i=1, Y_{11} \neq 0$ . Если  $k=i+1=2$  и  $j=i+1, i+2$ , то получаем:

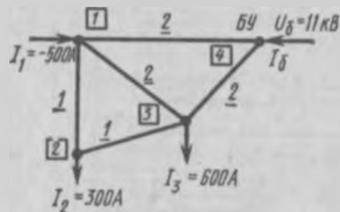


Рис. 3.24. Схема сети постоянного тока

$$Y_{22}^{(1)} = Y_{22} - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} Y_{12} = -1,5,$$

$$Y_{23}^{(1)} = Y_{23} - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} Y_{13} = 1,25,$$

$$J_{(2)}^{(1)} = J_2 - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} J_1 = -2,7.$$

Расчет элементов повторяется при  $k=k+1=3$ . В результате после первого шага получаем матричное уравнение

$$\begin{bmatrix} -2 & 1 & 0,5 \\ 0 & -1,5 & 1,25 \\ 0 & 1,25 & -1,875 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -6 \\ -2,7 \\ -6,4 \end{bmatrix}.$$

Рассматриваем вторую строку при  $i+1=2$ . Комбинируя вторую строку со всеми последующими, исключаем члены под главной диагональю второго столбца при  $Y_{22}^{(1)} \neq 0$ . Так как диагональный элемент матрицы не равен нулю, то п. 3 выполнять не следует. Расчет элементов повторяется по п. 2. Если  $k+1=2+1=3$  и  $j=i+1=2+1=3$ , то

$$Y_{33}^{(2)} = Y_{33}^{(1)} - \frac{Y_{32}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \cdot Y_{23}^{(1)} = -0,834.$$

$$J_{(3)}^{(2)} = J_{(2)}^{(1)} - \frac{Y_{32}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} J_{(2)}^{(1)} = -8,65.$$

После второго шага получаем нули во втором столбце:

$$\begin{bmatrix} -2 & 1 & 0,5 \\ 0 & -1,5 & 1,25 \\ 0 & 0 & -0,834 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -6 \\ -2,7 \\ -8,65 \end{bmatrix}.$$

При  $i > n-1$ , т. е.  $i > 2$ , необходим переход к п. 4  $Y_{33} \neq 0$ , т. е. заканчиваем первый этап расчета. Матрица приведена к треугольному виду, поэтому переходим ко второму этапу — к решению треугольной системы уравнений.

5. Это решение относительно неизвестных узловых напряжений будет иметь вид:

$$-0,834U_3 = -8,65,$$

$$U_3 = 10,37 \text{ кВ},$$

$$-1,5U_2 + 1,25U_3 = -2,7,$$

$$U_2 = \frac{-2,7 - 1,25U_3}{-1,5} = 1,8 + 8,64 = 10,44 \text{ кВ}.$$

Аналогично находят  $U_1 = 10,81$  кВ.

Вычисленные узловые напряжения по методу Гаусса:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10,81 \\ 10,44 \\ 10,37 \end{bmatrix} \text{ кВ}.$$

## Решение нелинейных уравнений узловых напряжений

1. Метод простой итерации и метод Зейделя. Основой этих методов является последовательное уточнение исходных переменных. Однако при методе простой итерации очередное  $(k+1)$  приближение  $i$ -й переменной определяют через значения всех других переменных, полученных на предыдущей  $k$ -й итерации, а при методе Зейделя найденное очередное  $(k+1)$  приближение  $i$ -й переменной сразу же используется для вычисления последующих по нумерации  $(i+1)$  неизвестных на этой же итерации.

В качестве исходных приближений в начальной стадии расчета принимаются номинальные напряжения во всех узлах сети:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = \dots = U_i^{(0)} = U_{\text{ном}}.$$

Для нелинейной системы (3.16) напомним первое приближение по методу *простой итерации*. Для этого уточняем напряжение  $i$ -го узла на второй итерации:

$$U_i^{(2)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} U_j^{(1)} - \frac{\bar{S}_i}{U_i^{(1)}} + \dot{Y}_{i6} U_6 \right).$$

Приближение  $(k+1)$ -го узла

$$U_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} U_j^{(k)} - \frac{\bar{S}_i}{U_i^{(k)}} + \dot{Y}_{i6} U_6 \right), \quad 1 \leq i \leq n. \quad (3.33)$$

По методу *Зейделя*  $(k+1)$ -е приближение для  $i$ -го узла

$$U_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \sum_{j=1}^{i-1} \dot{Y}_{ij} U_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^n \dot{Y}_{ij} U_j^{(k)} - \frac{\bar{S}_i}{U_i^{(k)}} + \dot{Y}_{i6} U_6 \right). \quad (3.34)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$ .

При уточнении неизвестных для каждого последующего решения используются самые последние предыдущие значения. Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не выполняется

$$|\dot{U}_i^{(k+1)} - \dot{U}_i^{(k)}| < \varepsilon, \quad (3.35)$$

где  $\varepsilon$  — заданное малое число.

Алгоритм вычислений итерационного процесса показан на рис. 3.25.

**Пример 3.5.** [3.12]. Определить узловые напряжения сети без учета поперечных проводимостей методами простой итерации и Зейделя. Нагрузки узлов 1 и 3 и мощность (МВ·А) электростанции узла 2, длины линий (км) заданы в схеме рис. 3.26. Воздушные линии выполнены проводами АС-150. Вторая электростанция (узел 4) является балансирующей по мощности с известным базисным напряжением  $U_6 = 115$  кВ. Заданная точность расчета  $\varepsilon = 0,02$  кВ.

*Решение.* 1. Определяем сопротивления ветвей, Ом:

$$\dot{Z}_{14} = 6,3 + j12,9; \quad \dot{Z}_{12} = 12,6 + j25,8; \quad \dot{Z}_{23} = 13,65 + j27,95;$$

$$\dot{Z}_{24} = 16,8 + j34,4; \quad \dot{Z}_{34} = 14,7 + j30,1.$$

2. Находим взаимные узловые проводимости  $\dot{Y} = 1/\dot{Z} = G - jB$ , Ом:

$$\dot{Y}_{16} = 0,03057 - j0,06259; \quad \dot{Y}_{12} = 0,01528 - j0,03129;$$

$$\dot{Y}_{23} = 0,014108 - j0,02889; \quad \dot{Y}_{26} = 0,01146 - j0,02347;$$

$$\dot{Y}_{36} = 0,0131 - j0,02682.$$

3. Рассчитываем собственные проводимости узлов, См (знак «минус» учтен в исходных уравнениях):

$$\dot{Y}_{11} = \dot{Y}_{16} + \dot{Y}_{12} = 0,04585 - j0,09388,$$

$$\dot{Y}_{22} = \dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{26} + \dot{Y}_{23} = 0,04985 - j0,08365,$$

$$\dot{Y}_{33} = \dot{Y}_{23} + \dot{Y}_{36} = 0,027208 - j0,05571.$$

4. Задаемся нулевыми приближениями напряжения в узлах сети рис. 3.26 по методу простой итерации:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_6 = 115 \text{ кВ.}$$

5. По методу *простой итерации* (3.33) напишем узловые напряжения для первого приближения (число независимых узлов  $n=3$ ):

$$\dot{U}_1^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{11}} \left( \dot{Y}_{12} \dot{U}_2^{(0)} - \frac{\dot{S}_1}{\dot{U}_1^{(0)}} + \dot{Y}_{16} U_6 \right);$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{22}} \left( \dot{Y}_{21} \dot{U}_1^{(0)} + \dot{Y}_{23} \dot{U}_3^{(0)} + \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2^{(0)}} + \dot{Y}_{26} U_6 \right);$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\dot{Y}_{33}} \left( \dot{Y}_{32} \dot{U}_2^{(0)} - \frac{\dot{S}_3}{\dot{U}_3^{(0)}} + \dot{Y}_{36} U_6 \right).$$

Подставляем в них числовые значения:

$$\dot{U}_1^{(1)} = \frac{1}{0,04585 - j0,09388} \left[ (0,01528 - j0,03129) 115 - \right.$$

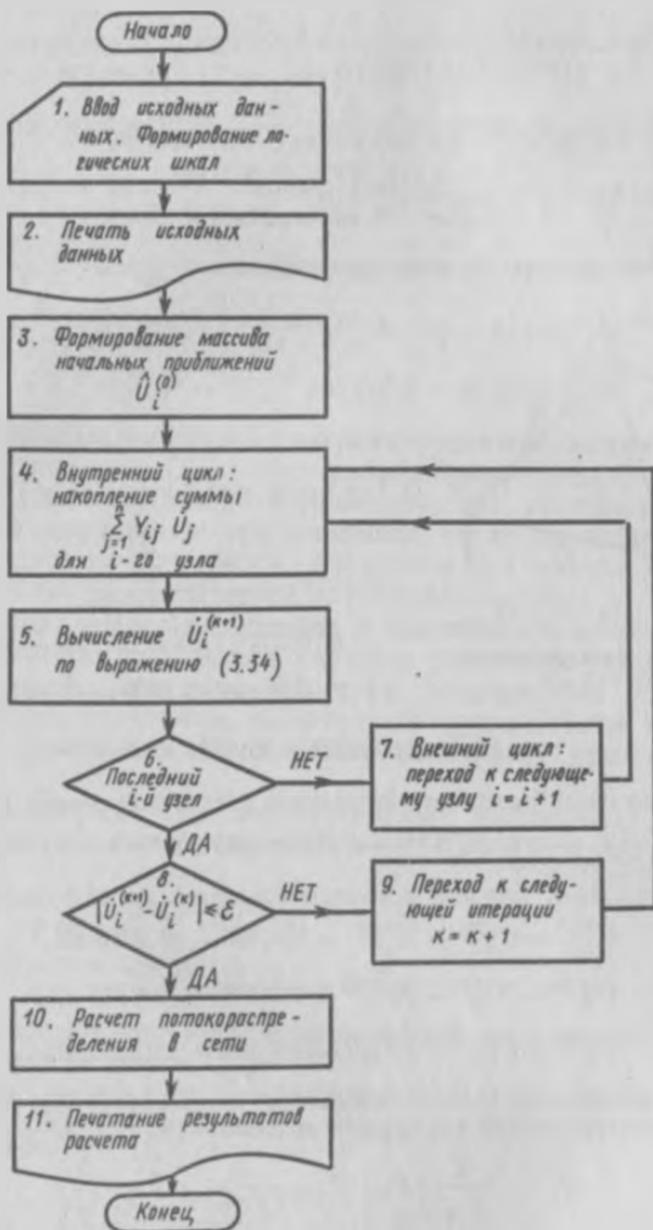


Рис. 3.25. Алгоритм расчета по методу Зейделя

$$-\frac{65 - j28}{115} + (0,03057 - j0,06259) \cdot 115] = 110,297 - j3,8166 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= \frac{1}{0,04085 - j0,08365} \left[ (0,01528 - j0,03129) \cdot 115 + \right. \\ &+ (0,01411 - j0,02889) \cdot 115 + \frac{35 - j22}{115} + (0,01146 - j0,02347) \cdot 115 \left. \right] = \\ &= 118,271 - j2,034 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_3^{(1)} &= 108,7656 - j4,4493 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

6. Выполняем расчет по второму приближению:

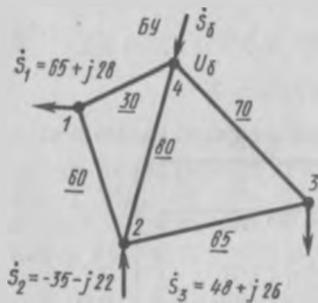


Рис. 3.26. Электрическая система 110 кВ

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(2)} &= \frac{1}{Y_{11}} \left( Y_{12} \dot{U}_2^{(1)} - \frac{\dot{S}_1}{\dot{U}_1^{(1)}} + Y_{16} U_6 \right) = \\ &= \frac{1}{0,04585 - j0,09388} \times \\ &\times \left[ (0,01528 - j0,03129) (118,271 - j2,034) - \right. \\ &- \frac{65 - j28}{110,297 + j3,8166} + (0,03057 - \\ &- j0,06259) \cdot 115 \left. \right] = 110,097 - j4,5074 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_2^{(2)} &= 114,3098 - j1,0412 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = 109,9224 - j5,4811 \text{ кВ}.$$

7. Итерационный процесс заканчивается, когда выполняется условие (3.35)

$$|\dot{U}_i^{(k+1)} - \dot{U}_i^{(k)}| < 0,02 \text{ кВ}.$$

8. При заданной точности в решение получаем на 15-й итерации:

$$\dot{U}_1^{(15)} = U_{a1}^{(15)} - jU_{r1}^{(15)} = 109,496 - j4,7716 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_2^{(15)} = U_{a2}^{(15)} - jU_{r2}^{(15)} = 113,041 - j2,9324 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_3^{(15)} = U_{a3}^{(15)} - jU_{r3}^{(15)} = 107,092 - j5,9356 \text{ кВ}.$$

9. При применении метода Зейделя на основании (3.34), составим уравнения узловых напряжений для первого приближения:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{Y_{11}} \left( Y_{12} \dot{U}_2^{(0)} - \frac{\dot{S}_1}{\dot{U}_1^{(0)}} + Y_{16} U_6 \right), \\ \dot{U}_2^{(1)} &= \frac{1}{Y_{22}} \left( Y_{21} \dot{U}_1^{(1)} + Y_{23} \dot{U}_3^{(0)} + \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2^{(0)}} + Y_{26} U_6 \right), \\ \dot{U}_3^{(1)} &= \frac{1}{Y_{33}} \left( Y_{32} \dot{U}_2^{(1)} - \frac{\dot{S}_3}{\dot{U}_3^{(0)}} + Y_{36} U_6 \right). \end{aligned}$$

Подставляем в эти выражения числовые значения. После проведения соответствующих операций в первом приближении получаем:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{a1} - jU_{r1} = 110,297 - j3,8166 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_{a2} - jU_{r2} = 116,522 - j0,6058 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = U_{a3} - jU_{r3} = 109,554 - j10,134 \text{ кВ}.$$

10. При той же точности в вычисляются второе и последующие приближения, дающие решение на 10-й итерации:

$$\dot{U}_1^{(10)} = U_{a1}^{(10)} - jU_{r1}^{(10)} = 109,496 - j4,7718 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_2^{(10)} = U_{a2}^{(10)} - jU_{r2}^{(10)} = 113,040 - j2,9332 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_3^{(10)} = U_{a3}^{(10)} - jU_{r3}^{(10)} = 107,091 - j5,9358 \text{ кВ}.$$

2. Метод Ньютона. Уравнения узловых напряжений установившихся режимов ЭС часто целесообразно решать итерационным методом Ньютона. Его преимущество заключается в том, что решение получается при меньшем числе итераций. Сходимость итерационного процесса обеспечена при определении режимов, предельных по статической устойчивости [3.9].

Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации нелинейной системы уравнений некоторой линейной системой. При этом значения неизвестных получаются более близкими значениям, полученным при решении нелинейной системы по сравнению с принятыми исходными приближениями.

Пусть задана система действительных нелинейных уравнений установившегося режима для ЭС постоянного тока:

$$F(U) = \begin{bmatrix} F_1(U_1, U_2, \dots, U_n) \\ F_2(U_1, U_2, \dots, U_n) \\ \dots \\ F_n(U_1, U_2, \dots, U_n) \end{bmatrix} = 0, \quad (3.36)$$

где  $U$  — зависимое переменное напряжение  $n$ -го порядка;  $F(U)$  — вектор-функция неувязок.

Задаваясь начальным приближением  $U = U^{(0)}$ , функцию  $F(U)$  разлагаем в ряд Тейлора, ограничиваясь только линейными членами:

$$F(U^{(0)}) + \frac{\partial F(U^{(0)})}{\partial U} (U - U^{(0)}) = 0. \quad (3.37)$$

Обозначим  $U - U^{(0)} = \Delta U$ . Тогда

$$\Delta U^{(1)} = U^{(1)} - U^{(0)} = - \left[ \frac{\partial F(U^{(0)})}{\partial U} \right]^{-1} F(U^{(0)}), \quad (3.38)$$

где  $\Delta U^{(1)}$  — уточнение напряжения для начального приближения. Таким образом,

$$U^{(1)} = U^{(0)} - \left[ \frac{\partial F(U^{(0)})}{\partial U} \right]^{-1} F(U^{(0)}). \quad (3.39)$$

Следовательно, решая систему (3.36) по методу Ньютона, на каждом шаге итерации решается линеаризованная система (3.38). Приближение  $(k+1)$  этой системы в матричном виде:

$$\frac{\partial F(U^{(k)})}{\partial U} \Delta U^{(k+1)} = -F(U^{(k)}). \quad (3.40)$$

Уравнение (3.40) решается относительно неизвестных величин  $\Delta U^{(k+1)}$  при использовании квадратной матрицы производных (матрицы Якоби):

$$\frac{\partial F(U^{(k)})}{\partial U} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial U_1} & \frac{\partial F_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial U_1} & \frac{\partial F_2}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n}{\partial U_1} & \frac{\partial F_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial U_n} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Зависимый переменный вектор напряжений на  $(k+1)$ -м приближении

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} + \Delta U^{(k+1)}. \quad (3.42)$$

Сходимость итерационного процесса контролируется при сравнении небалансов тока с заданной точностью расчета  $\epsilon$ :

$$|\Delta I_{\text{нб}}^{(k)}| = |F(U^{(k)})| < \epsilon. \quad (3.43)$$

Применительно к ЭС переменного тока система линеаризованных уравнений (3.40):

$$\left[ \frac{\partial F(U_a^{(k)}, U_r^{(k)})}{\partial U} \right] \begin{bmatrix} \Delta U_a^{(k+1)} \\ \Delta U_r^{(k+1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F_{I_a}^{(k)} \\ F_{I_r}^{(k)} \end{bmatrix}. \quad (3.44)$$

Алгоритм расчета на ЭВМ по методу Ньютона представлен на рис. 3.27.

**Пример 3.6.** Определить узловые напряжения сети по рис. 3.26 без учета поперечных проводимостей методом Ньютона по данным примера 3.5.

**Решение.** 1. Представим (3.24) с учетом (3.26) и (3.27) для сети рис. 3.26 с числом узлов  $n+1=4$ , т. е. вместо  $n=3$  уравнений с комплексными числами надо решать  $2n=6$  уравнений с действительными числами:

$$-\frac{P_1 U_{a1} + Q_1 U_{r1}}{U_{a1}^2 + U_{r1}^2} + G_{11} U_{a1} + B_{11} U_{r1} + G_{12} U_{a2} +$$

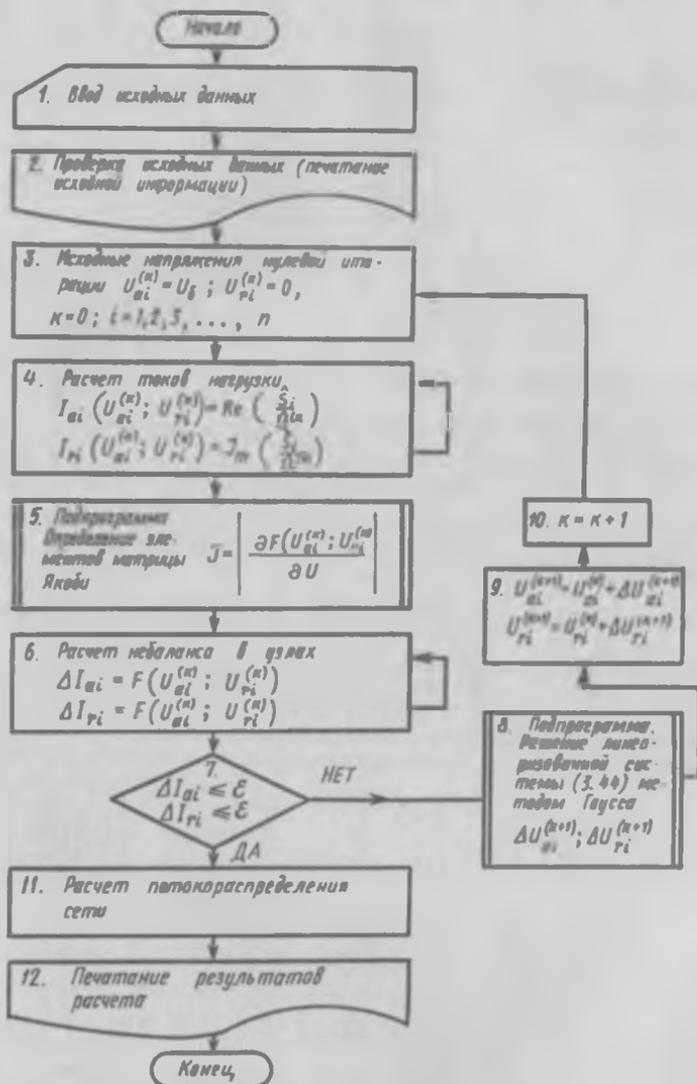


Рис. 3.27. Алгоритм расчета на ЭВМ по методу Ньютона

$$\begin{aligned}
& + B_{12}U_{r2} + G_{16}U_{6a} + B_{15}U_{6r} = F_{1a}(U_{a1}, U_{r1}); \\
& - \frac{P_1 U_{r1} - Q_1 U_{a1}}{U_{a1}^2 + U_{r1}^2} + G_{11}U_{r1} - B_{11}U_{a1} + G_{12}U_{r2} - B_{12}U_{a2} + \\
& \quad + G_{16}U_{6r} - B_{16}U_{6a} = F_{1r}(U_{a1}, U_{r1}); \\
& \frac{P_2 U_{a2} + Q_2 U_{r2}}{U_{a2}^2 + U_{r2}^2} + G_{22}U_{a2} + B_{22}U_{r2} + G_{21}U_{a1} + B_{21}U_{r1} + \\
& \quad + G_{23}U_{a3} + B_{23}U_{r3} + G_{26}U_{6a} + B_{26}U_{6r} = F_{1a}(U_{a2}, U_{r2}); \\
& \frac{P_2 U_{r2} - Q_2 U_{a2}}{U_{a2}^2 + U_{r2}^2} + G_{22}U_{r2} - B_{22}U_{a2} + G_{21}U_{r1} - B_{21}U_{a1} + \\
& \quad + G_{23}U_{r3} - B_{23}U_{a3} + G_{26}U_{6r} - B_{26}U_{6a} = F_{1r}(U_{a2}, U_{r2}); \\
& - \frac{P_3 U_{a3} + Q_3 U_{r3}}{U_{a3}^2 + U_{r3}^2} + G_{33}U_{a3} + B_{33}U_{r3} + G_{32}U_{a2} + \\
& \quad + B_{32}U_{r2} + G_{36}U_{6a} + B_{36}U_{6r} = F_{1a}(U_{a3}, U_{r3}); \\
& - \frac{P_3 U_{r3} - Q_3 U_{a3}}{U_{a3}^2 + U_{r3}^2} + G_{33}U_{r3} - B_{33}U_{a3} + G_{32}U_{r2} - \\
& \quad - B_{32}U_{a2} + G_{36}U_{6r} - B_{36}U_{6a} = F_{1r}(U_{a3}, U_{r3}).
\end{aligned}$$

2. В нулевом приближении принимаем:  $U_{a1}^{(0)} = 115$  кВ,  $U_{r1}^{(0)} = 0$ .

3. Матрица Якоби по рис. 3.26 состоит из четырех подматриц третьего порядка, т. е.

$$\frac{\partial F(U_a, U_r)}{\partial U} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{1a}(U_a, U_r)}{\partial U_a} & \frac{\partial F_{1a}(U_a, U_r)}{\partial U_r} \\ \frac{\partial F_{1r}(U_a, U_r)}{\partial U_a} & \frac{\partial F_{1r}(U_a, U_r)}{\partial U_r} \end{bmatrix},$$

где

$$\frac{\partial F_{1a}(U_a, U_r)}{\partial U_a} = \begin{bmatrix} -0,040935 & 0,01528 & 0 \\ 0,01528 & -0,04349 & -0,014108 \\ 0 & -0,014108 & -0,02358 \end{bmatrix};$$

$$\frac{\partial F_{1a}(U_a, U_r)}{\partial U_r} = \begin{bmatrix} 0,09176 & -0,03129 & 0 \\ -0,03129 & 0,08531 & -0,02889 \\ 0 & -0,02880 & 0,05374 \end{bmatrix};$$

$$\frac{\partial F_{1r}(U_a, U_r)}{\partial U_a} = \begin{bmatrix} 0,09599 & 0,03129 & 0 \\ 0,03129 & -0,08198 & 0,02889 \\ 0 & 0,02889 & -0,05767 \end{bmatrix};$$

$$\frac{\partial F_{1r}(U_a, U_r)}{\partial U_r} = \begin{bmatrix} -0,05076 & 0,01528 & 0 \\ 0,01528 & -0,0382 & 0,014108 \\ 0 & 0,014108 & -0,030837 \end{bmatrix}.$$

4. Определение токов небаланса узлов сети в нулевом приближении по заданным напряжениям:

$$\begin{bmatrix} F_{a1}^{(0)} \\ F_{a2}^{(0)} \\ F_{a3}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,56549 \\ 0,304118 \\ -0,4174 \end{bmatrix} \text{ кА}; \quad \begin{bmatrix} F_{r1}^{(0)} \\ F_{r2}^{(0)} \\ F_{r3}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,2435 \\ -0,1913 \\ 0,22609 \end{bmatrix} \text{ кА}.$$

5. Решение (3.44) методом последовательных исключений Гаусса дает уточнение напряжений в первом приближении:

$$\begin{bmatrix} \Delta U_{a1}^{(1)} \\ \Delta U_{a2}^{(1)} \\ \Delta U_{a3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4,9389 \\ -0,9301 \\ -6,9076 \end{bmatrix} \text{ кВ}; \quad \begin{bmatrix} \Delta U_{r1}^{(1)} \\ \Delta U_{r2}^{(1)} \\ \Delta U_{r3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4,4196 \\ -1,1494 \\ -5,3914 \end{bmatrix} \text{ кВ}.$$

6. Напряжения в узлах определяются согласно (3.42):

$$\begin{bmatrix} U_{a1}^{(1)} \\ U_{a2}^{(1)} \\ U_{a3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{a1}^{(0)} \\ U_{a2}^{(0)} \\ U_{a3}^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta U_{a1}^{(1)} \\ \Delta U_{a2}^{(1)} \\ \Delta U_{a3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 115 \\ 115 \\ 115 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 4,9389 \\ 0,9301 \\ 6,9076 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 110,061 \\ 114,0699 \\ 108,092 \end{bmatrix} \text{ кВ},$$

$$\begin{bmatrix} U_{r1}^{(1)} \\ U_{r2}^{(1)} \\ U_{r3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{r1}^{(0)} \\ U_{r2}^{(0)} \\ U_{r3}^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta U_{r1}^{(1)} \\ \Delta U_{r2}^{(1)} \\ \Delta U_{r3}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4,4196 \\ -1,1494 \\ -5,3914 \end{bmatrix} \text{ кВ}.$$

7. По полученным напряжениям в первом приближении вычисляются повторно элементы матрицы Якоби. Затем определяются токи небалансов  $F_{ii}$  и сопоставляются с заданной точностью расчета  $\epsilon$ . Если точность расчета недостаточна, решение системы уравнений (3.44) на второй итерации повторяется и определяются уточнения по напряжениям  $\Delta U_{ai}^{(2)}$  и  $\Delta U_{ri}^{(2)}$ . После этого вычисляются узловые напряжения:

$$\begin{bmatrix} U_{a1}^{(2)} \\ U_{a2}^{(2)} \\ U_{a3}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 109,872 \\ 113,872 \\ 107,921 \end{bmatrix} \text{ кВ}; \quad \begin{bmatrix} U_{r1}^{(2)} \\ U_{r2}^{(2)} \\ U_{r3}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4,323 \\ -1,294 \\ -5,187 \end{bmatrix} \text{ кВ}.$$

Как видно из расчетов, вычисленная величина  $\epsilon$  меньше заданной и итерационный процесс заканчивается. Число итераций по разным методам численного решения УУН сети (см. рис. 3.26) дано в табл. 3.5. Как видно из этой таблицы, сходимость итерационных процессов по методу Ньютона самая быстрая. Достаточно быструю сходимость дает и метод обратной матрицы узловых проводимостей (см. [3.12]).

Сравнение результатов расчета по методам узловых напряжений и контурных токов (мощностей). Результаты расчетов сложносвязанной сети 110 кВ (см. рис. 3.3) с использованием метода Ньютона (см. характеристику программы, с. 182) на основе УУН,

реализованные программой Б-6/77 на ЭВМ ЕС-1061, приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.5. Сходимость итерационных процессов

Методы численного решения	Число итераций при точности $\varepsilon=0,02$	Примечание
Простой итерации	15	Медленная сходимость
Зейделя	10	Ускоренная сходимость
Обратной матрицы [3.12]	4	Быстрая сходимость
Ньютона	2	То же

Таблица 3.6. Мощности ветвей  $P_{ij}+jQ_{ij}$  замкнутой сети по рис. 3.3, МВ А

Номер ветви	Методы описания ЭС	
	Контурных токов (мощностей)	Узловых напряжений методом Ньютона (программа Б6/77)
1	26,75+j8,70	26,74+j7,79
2	10,35+j3,54	10,21+j3,16
3	5,35+j1,54	5,27+j1,32
4	6,40+j2,16	6,37+j1,85
5	6,93+j2,33	7,81+j2,13
6	28,25+j9,30	28,08+j8,29
7	8,07+j2,67	7,96+j2,29
8	4,65+j1,45	4,54+j1,20
9	15,18+j4,63	14,88+j4,61
10	3,07+j0,67	3,02+j0,61

Для сравнения в таблице приведены результаты расчетов мощностей ветвей по методу контурных токов (мощностей). Поперечными проводимостями в сетях пренебрегалось ( $G \approx 0$ ;  $B \approx 0$ ).

Как показывает сравнение результатов, расчеты, проведенные по обоим методам, практически совпали, что подчеркивает целесообразность и эффективность применения этих методов.

В РПИ были проведены расчеты по методу коэффициентов распределения токов на основе теории матриц и графов (см. [1.14]). Результаты расчетов получились абсолютно идентичными с итагами табл. 3.6.

Краткая характеристика промышленной программы Б-6/77 [3.8]. Эта программа разработана на алгоритмическом языке ФОРТРАН Всесоюзным научно-исследовательским институтом энергетики (ВНИИЭ) под руководством д-ра техн. наук В. М. Горштейна. Указанной программой предусмотрено решение методом Ньютона с переходом к расчету по параметру. Сущность данного метода заключается в том, что приращение искомым переменных

$\Delta X^k$ , вычисленных на  $k$ -м шаге методом Ньютона, умножается на некоторый параметр  $\alpha^k_{\text{опт}}$ , определенный по правилам в [3.9, 3.12]. Программа предназначена для расчета параметров установившихся режимов ЭС; модулей напряжений в узлах сети  $|U_i|$ ; фазовых углов напряжений  $\delta_i$ ; потоков активной  $P_{ia}$  и реактивной  $Q_{ia}$  мощностей по ветвям; потерь активной и реактивной мощностей  $\Delta P_i$  и  $\Delta Q_i$ , а также потоков активной мощности  $P_{ia}$  и токов  $I_{ia}$  контролируемых линий в допустимых заданных пределах.

Программа расчета установившихся режимов основана на решении узловых уравнений баланса мощностей методом Ньютона [3.9], что обеспечивает повышенную надежность решения. Программа позволяет проводить расчеты при любых заданных условиях, в том числе и при их несовместимости. В последнем случае определяется режим с минимальными отклонениями от заданных условий. Алгоритм и программа разработаны с учетом ограничений режимных параметров в форме равенств и неравенств [3.8]. К числу ограничений в форме равенств относятся условия баланса активной и реактивной мощностей нагрузок в узлах сети, выражаемые уравнениями

$$\left. \begin{aligned} P_i - \bar{P}_i &= 0, \quad i \in (\Gamma + H), \quad i \neq 0, \\ Q_i - \bar{Q}_i &= 0, \quad i \in H. \end{aligned} \right\} \quad (3.45)$$

где  $P_i, Q_i$  — полученные активная и реактивная мощности  $i$ -го узла;  $\bar{P}_i, \bar{Q}_i$  — заданные значения тех же величин;  $\Gamma, H$  — обозначения группы (области) генераторных и нагрузочных узлов соответственно;  $\in$  — принадлежность к области. Ограничения в форме неравенств по:

мощности источников реактивной мощности (ИРМ)

$$Q_{i\text{мин}} \leq Q_i \leq Q_{i\text{макс}}, \quad i \in \Gamma, \quad (3.46)$$

модулям напряжения

$$|U_{i\text{мин}}| \leq |U_i| \leq |U_{i\text{макс}}|, \quad i \in (\Gamma + H); \quad (3.47)$$

току ветвей

$$I_{i\text{мин}} \leq I_i \leq I_{i\text{макс}}, \quad i \in a; \quad (3.48)$$

коэффициентам трансформации трансформаторов:

$$k_{Te\text{мин}} \leq k_{Te} \leq k_{Te\text{макс}}, \quad e \in T \quad (\text{причем } k_T < 1). \quad (3.49)$$

Здесь  $a_1$  — число ветвей, контролируемых по току;  $T$  — число ветвей с трансформаторами.

Приведенный объем решаемых задач по этой программе определяется следующими числами элементов: узлов сети —  $n \leq 300$ ; ветвей —  $b \leq 450$ ; источников реактивной мощности —  $m \leq 200$ ; трансформаторов —  $t_g + 2t_k \leq 300$ ; контролируемых ветвей сети по току —  $l_{\text{опт}} \leq 100$ . Здесь  $t_g$  — число трансформаторов с продольным

регулированием напряжения;  $t_k$  — число трансформаторов с продольно-поперечным регулированием напряжения.

Программа разработана для ЭВМ типа ЕС и написана на языке ФОРТРАН-IV. Для работы программы требуется 102 Кбайт оперативной памяти ЭВМ и девять цилиндров на рабочем диске. Машинное время расчета рабочего режима в зависимости от размеров сети колеблется в пределах от 1,5 до 3 мин на ЭВМ ЕС-1061. При наличии дисплеев расчеты установившихся режимов замкнутых электрических сетей могут быть осуществлены в диалоговом режиме. Технологический процесс по подготовке и оформлению исходной информации для применения программы Б-6/77 приведен в П1. Там же рассматривается пример составления исходной информации для конкретной сети на бланках ФОРТРАНа.

В [3.15] дан набор алгоритмов и программ, позволяющих решить на программируемых микрокалькуляторах основные задачи, возникающие в процессе проектирования и эксплуатации электрических сетей.

### Список литературы

- 3.1. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения/Под ред. В. А. Веникова. М., 1972.
- 3.2. Расчеты и анализ режимов, программирование и оптимизация работы сетей/Под ред. В. А. Веникова, М., 1974.
- 3.3. Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М., 1970.
- 3.4. Маркушевич Н. С., Солдаткина Л. А. Качество напряжения в городских электрических сетях. М., 1975.
- 3.5. Левин М. С., Мурадян А. Е., Сырых Н. Н. Качество электроэнергии в сетях сельских районов. М., 1975.
- 3.6. Бошнякович А. Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи. Л., 1971.
- 3.7. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л., 1979.
- 3.8. Горнштейн В. М. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем. М., 1981.
- 3.9. Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М., 1977.
- 3.10. Электрические системы и сети/Под ред. Г. И. Денисенко. Киев, 1986.
- 3.11. Герасименко А. А. Применение ЭЦВМ в электроэнергетических расчетах. Красноярск, 1983.
- 3.12. Ванагс А. А. Расчеты режимов работы электрических систем с применением цифровых вычислительных машин. Рига, 1979. Ч. I.
- 3.13. Поспелов Г. Е., Шапиро И. Э., Фурсанов М. И. Применение вычислительной техники для расчета снижения и планирования технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. Минск, 1987.
- 3.14. Цукерник Л. В. Об оценке погрешности и чувствительности эквивалентирования схем замещения электроэнергетических систем. Киев, 1984.
- 3.15. Колесниченко Б. В., Петренко Л. И. Расчеты электрических сетей на программируемых микрокалькуляторах. Киев, 1988.

### § 4.1. Задачи учебного проектирования

Возможный круг задач проектирования по основным областям (промышленности, сельскому хозяйству, району города) специальности «Электроснабжение» приведен ниже. Конкретную тематику курсовых и дипломных проектов разрабатывают кафедры с учетом дифференцированного обучения студентов. При индивидуальных планах обучения и подготовке специалистов по прямым договорам с предприятиями и учреждениями рекомендуются прикладные темы проектирования с учетом возможного использования результатов курсовых проектов при разработке дипломных.

При разработке проектов электроснабжения различных объектов необходимо: определить расчетные нагрузки; выбрать схему электроснабжения; найти сечения линий; рассмотреть вопросы обеспечения качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности; рассчитать приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения ряда вариантов и найти оптимальный, а также поставить проблемы развития рассматриваемой сети.

### § 4.2. Курсовое проектирование

Задание на курсовое проектирование обычно имеет комплексный характер. Оно состоит из нескольких частей, каждая из которых является естественным продолжением предыдущей (рис. 4.1). В зависимости от специализации задаются различные темы курсовых проектов.

**Электроснабжение промышленных предприятий.** В качестве исходных данных для рассматриваемого курсового проекта служат генплан предприятия, установленные мощности по отдельным видам потребителя и характеристика возможных источников питания.

В пояснительной записке необходимо отразить все вопросы проектирования согласно рис. 4.1. В графической части требуется изобразить:

- 1) генплан с картограммой нагрузок и сетью (6—110 кВ);
- 2) принципиальную схему первичных соединений для электроснабжения предприятий;

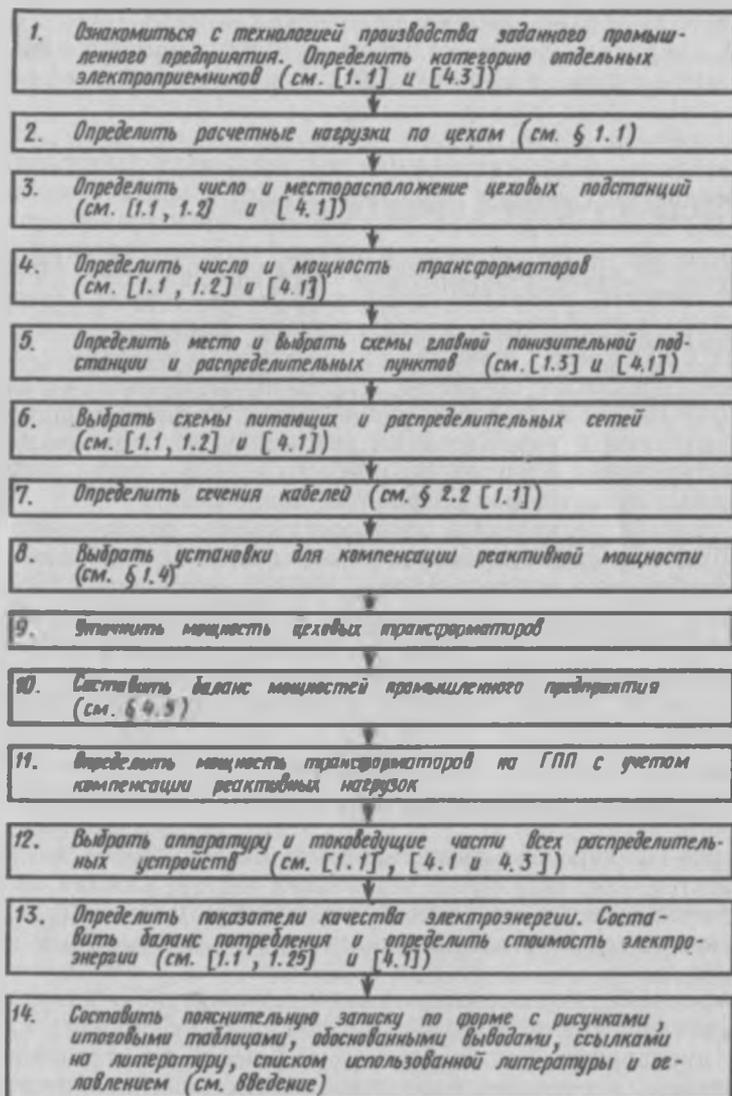


Рис. 4.1. Алгоритм выполнения курсового проекта на тему «Электроснабжение промышленного предприятия N...»

3) конструктивную схему главной понизительной подстанции (ГПП), план и разрез распределительных устройств (РУ).

При разработке графической части схема первичных соединений изображается в однолинейном исполнении; участки схемы с нарушенной симметрией фаз (например, трансформаторы тока, установленные в одной или двух фазах, двухфазные короткозамыкатели и т. п.) — в трехлинейном.

На схеме первичных соединений показывается оборудование подстанций первичного напряжения: силовые трансформаторы и другие преобразователи энергии, сборные и соединительные шины, коммутационная аппаратура и предохранители, измерительные трансформаторы, разрядники, трансформаторы собственных нужд, конденсаторы связи. Соединения вторичных устройств на данных схемах не приводятся. Однако условными графическими знаками показывается наличие контрольно-измерительных приборов, комплектов защиты и подстанционной автоматики. Условные обозначения вторичных устройств размещаются рядом с той цепью, на которой они установлены, а при питании их от измерительных трансформаторов — рядом с этими трансформаторами.

На схеме первичных соединений указываются типы и основные технические характеристики первичного оборудования. При курсовом проектировании расчет выбора аппаратов производится в сокращенном объеме. При этом учитываются только номинальные токи и напряжения, а для выключателей и предохранителей — также их отключающая способность по сверхпереходному току КЗ (см. § 1.6).

Для одинаковых цепей оборудование принимается идентичным. На питающих линиях и сборных шинах указываются номинальные напряжения, материал и сечения. Как правило, необходимые характеристики трансформаторов и аппаратов содержатся в обозначении их типов, указывающихся на схеме. Для коммутационных аппаратов приводится также обозначение типа выбранного привода. В ряде случаев указываются дополнительные данные, например схемы соединения обмоток и режим нейтралей силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения. Чтобы предотвратить появление высокого напряжения, вторичные цепи заземляются (заземления на схемах можно не указывать) или защищаются предохранителями. На выводах каждой обмотки силовых трансформаторов указывается номинальное напряжение основного вывода и регулировочных ответвлений. В обозначениях выключателей встречаются значительные различия. Если в обозначении номинальное напряжение, ток и отключающая мощность (ток) не указаны, то недостающие величины соответственно в киловольтах, амперах и мегавольт-амперах приводятся в скобках после обозначения типа выключателя. В обозначениях: разъединителей и отделителей должны быть указаны номинальные напряжения в киловольтах и ток в амперах; короткозамыкателей и вентильных разряд-

ников — номинальное напряжение в киловольтах; предохранителей — номинальное напряжение в киловольтах и ток патрона в амперах; трубчатых разрядников — номинальное напряжение в киловольтах и отключаемый ток в килоамперах.

Окончательный вариант схемы первичных соединений ГПП разрабатывается с учетом ее конструктивного выполнения. Отдельные цепи на схеме первичных соединений изображаются в соответствии с последовательностью расположения ячеек РУ. Это требование относится также к цепям вводов РУ и секционного выключателя.

Различные варианты выполнения подстанций с напряжением 35—110/6—10 кВ рассмотрены, например, в [4.1].

Необходимость в измерительных трансформаторах, а также место их подключения определяются наличием контрольно-измерительных приборов, устройств защиты и автоматики, контроля изоляции. На подстанциях промышленных предприятий предусматривается установка приборов для измерения активной и реактивной мощностей (энергии), тока и напряжения.

Учет электроэнергии необходим для проведения:

коммерческих расчетов с энергоснабжающей организацией и с субабонентами;

технических расчетов при установлении лимитов расхода электроэнергии цехами, отдельными энергоемкими агрегатами, технологическими процессами, а также при определении удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката.

При разработке конструктивного выполнения подстанций и РУ используются готовые решения основных узлов по справочным материалам [1.1, 1.4, 4.2 и 4.3] с учетом особенностей разрабатываемого проекта. При этом рекомендуется применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП), комплектные распределительные устройства (КРУ) различных типов, комплектные конденсаторные установки (ККУ) и шинопроводы. Конструктивные чертежи разрабатываются в определенной последовательности. Составляются схема заполнения с учетом сетки схем ячеек, которые для стационарных и выкатных ячеек приводятся в [4.1 и 4.3], а затем — эскиз РУ напряжением 35—220 кВ с трансформаторами. Исходя из схемы заполнения, разрабатывается эскиз РУ 6—10 кВ.

При курсовом проектировании принимаются следующие виды исполнения распределительных устройств: РУ 35—220 кВ — открытое, РУ 6—10 кВ — закрытое или состоящее из шкафов КРУН (комплектных распределительных устройств наружных). Трансформаторы ГПП устанавливаются открыто (на воздухе), а цеховые ТП — закрыто (в камерах). На чертежах ГПП показывается его план и разрез. На плане приводятся РУ 35—220 кВ, трансформаторы и РУ 6—10 кВ. Разрез ГПП делается по вводу питающей линии, трансформатору и РУ 6—10 кВ. Кроме того, необходимо

показать схему заполнения РУ 6—10 кВ и разрез ячейки 6—10 кВ с выключателем. На чертежах ГПП должны быть показаны также трассы контрольных кабелей, подъездные и внутривозрадные дороги, ограждения, молниеотводы и маслосборные устройства под силовыми трансформаторами и баковыми выключателями.

Все чертежи можно выполнять на миллиметровой бумаге в принятом масштабе с соблюдением фактических размеров аппаратов и оборудования.

**Электроснабжение сельского хозяйства.** В качестве исходных данных данного проекта служат план электрифицированного района с заданной плотностью нагрузки сельскохозяйственных и общественно-коммунальных потребителей, месторасположение районной подстанции 110 кВ и отдельных крупных сельскохозяйственных потребителей (ферм крупного рогатого скота, свиноводческих ферм, консервных заводов, теплиц и т. д.), суточный режим напряжения центра питания.

При работе над проектом намечают ряд вариантов питающих и распределительных сетей и выбирают систему напряжений в зависимости от номинальных напряжений существующих районных подстанций (центров питания). Наиболее выгодным является вариант, дающий минимум приведенных затрат при обеспечении примерно одинаковой надежности электроснабжения.

Традиционной является система 110/35/10/0,4 кВ, в отдельных случаях принимается система 110/10/0,4 кВ или 35/0,4 кВ. Проектирование линий 6 кВ не допускается (не рекомендуется), так как это напряжение не выгодно по потерям мощности. В Латвийской ССР напряжение 35 кВ отсутствует, поэтому применяется система напряжений 110/20/0,4 кВ.

Из-за невозможности одновременного проведения оптимизационных расчетов для всех ступеней напряжений (от 0,4 до 110 кВ включительно) предлагается выбор системы напряжений начинать с определения экономических радиусов  $r_{эк}$  сетей 0,4 кВ (см. п. 3 на рис. 4.2) [1.3]. Возможные экономические радиусы сети 0,4 кВ с учетом стоимостей распределительных сетей (включая трансформаторные подстанции) всех возможных напряжений рассчитываются *отдельно*. Например, сети 0,4 и 35 кВ; 0,4 кВ и 20 кВ; 0,4 и 10 кВ.

Для расчета рекомендуется использовать итерационный метод. При этом на первом этапе расчета при учете стоимости трансформаторных подстанций ТП принимается, что мощность трансформатора равна  $100 \cdot A$ . На последующих этапах эта мощность уточняется в соответствии с промежуточными значениями  $r_{эк}$ .

После определения экономических радиусов распределительных сетей 10, 20 и 35 кВ выбирается реальное число питающих подстанций 110 кВ (п. 4 на рис. 4.2). Исходя из конфигурации рассматриваемого района и расположения заданной районной подстанции 110 кВ (рис. 4.3), рассматриваются различные варианты

числа питающих потребительских подстанций и соответственно радиусов распределительных сетей. Расположение ПС выбирается вблизи центров нагрузок, координаты которых  $x$  и  $y$  определяются согласно выражениям

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} x_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}} ; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} y_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}} ;$$

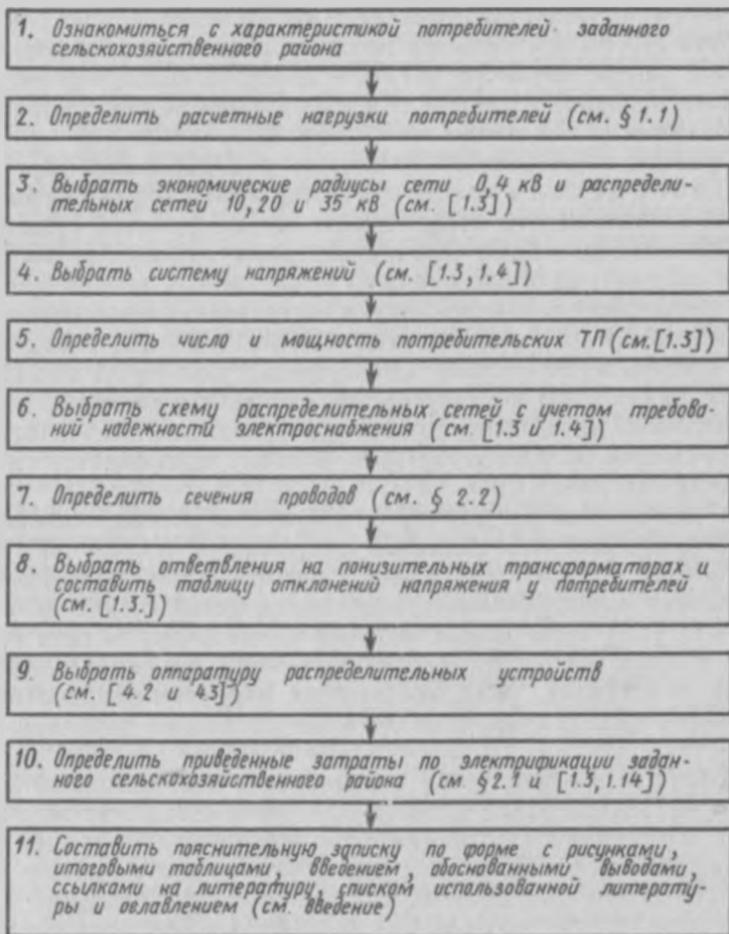


Рис. 4.2. Алгоритм выполнения курсового проекта на тему «Электроснабжение сельского района N ...»

где  $S_{pi}$  — расчетные мощности;  $x_i$  и  $y_i$  — координаты отдельных крупных сельскохозяйственных потребителей;  $n$  — число потребителей.

Выбор числа ПС однозначно определяет реальный радиус распределительных сетей, который может значительно отличаться от экономического. Для определения приведенных затрат для различных напряжений также необходимо использовать значения реальных радиусов.

При разработке схемы распределительных сетей 10, 20 или 35 кВ (см. п. 5 рис. 4.2) учитывается, что в радиусе нескольких километров от ПС часто предусматривается кольцевание сети резервными перемычками между магистралями. Число магистралей,ходящих от ПС, обуславливается числом отдельных крупных потребителей. Для электроснабжения этих потребителей рекомендуется применять двухтрансформаторные подстанции, обеспечивающие возможность автоматического или ручного переключения на резервное питание. Оптимальное число секционирующих выключателей и разъединителей определяется с учетом надежности электроснабжения [4.2].

При выборе ответвлений на трансформаторах рассматриваются максимальные и минимальные режимы нагрузок (см. п. 7 рис. 4.2). При этом в режиме максимальных нагрузок потери напряжения в сетях 0,4 кВ не должны превышать 10%. Уровень напряжений на шинах питающих подстанций указывается в задании курсового проекта. Выбор ответвлений понижающих трансформаторов необходимо осуществлять так, чтобы на шинах 0,4 кВ потеря напряжения в режиме максимальных нагрузок была по возможности ближе к максимально допустимой (+5% или +7,5%).

Если потери напряжения в режиме максимальных нагрузок в 4–5 раз больше потерь напряжений в режиме минимальных нагрузок, то при отсутствии местного регулирования не всегда удается обеспечить нормированный уровень напряжений у потребителей. Поэтому окончательный выбор ответвлений у трансформаторов необходимо проводить с учетом значения передаваемой электроэнергии при напряжениях, не соответствующих требованиям ГОСТ 13109–67.

В пояснительной записке необходимо отразить все рассмотренные вопросы проектирования согласно алгоритму, приведенному на рис. 4.2.

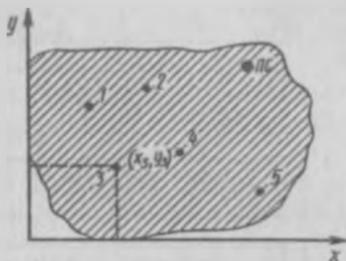


Рис. 4.3. План района к заданию курсового проекта:

1, 2, 3, 4, 5 — расположение отдельных крупных сельскохозяйственных потребителей; ПС — расположение районной подстанции 110 кВ

В графической части требуется изобразить:

- 1) план сельскохозяйственного района с высоковольтной распределительной сетью (10, 20, 35 кВ);
- 2) конструктивную схему понизительной ТП или РП;

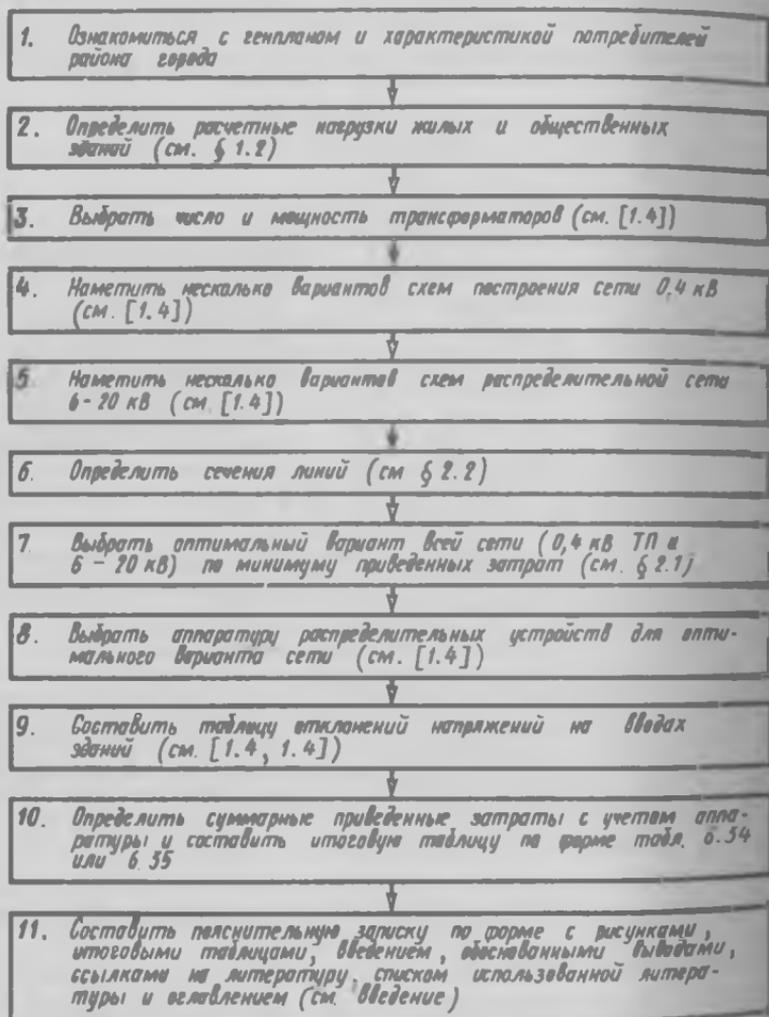


Рис. 4.4. Алгоритм выполнения курсового проекта на тему «Электроснабжение микрорайона города N...»

3) план сети 0,4 кВ одного ТП.

При необходимости проектирования микрорайона (квартала) города нагрузки определяются по указаниям гл. 1 (см. рис. 1.4) а проектирование проводится согласно алгоритму (рис. 4.4). Необходимый материал по этим вопросам дан в [1.4].

## § 4.3. Дипломное проектирование

При выборе тем дипломного проекта необходимо учитывать актуальность задания и возможность выявления индивидуальных склонностей дипломанта. Студентам специальности «Электроснабжение» обычно предлагаются темы проектирования электроснабжения отдельных объектов (промышленных предприятий, крупных животноводческих комплексов и т. д.) или городских и сельских районов.

Объем и содержание исходных данных зависят от темы. Если рассматривается электроснабжение промышленных предприятий или крупных сельскохозяйственных комплексов, то в исходных данных приводятся:

1) общий схематический план промышленного предприятия или сельскохозяйственного комплекса с указанием источников питания и существующих электросетей;

2) мощность источников питания, расчетные нагрузки существующих электросетей, установленные мощности предприятия;

3) данные по токам короткого замыкания на шинах источников: действующее значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания (см. § 1.5);

4) указания энергосистемы по компенсации реактивных нагрузок и режимам напряжения в сети;

5) специальные условия электроснабжения и задание на разработку какой-либо специфической части проекта (установка преобразователей тока, частоты или числа фаз; автоматизация компенсации реактивных мощностей; расчеты по регулированию напряжения и его автоматизации; оценка надежности электроснабжения, в том числе ожидаемого народнохозяйственного ущерба от перерывов в питании; разработка и расчет новых схем релейной защиты и автоматики и т. д.);

6) указания по разработке технико-экономических вопросов, мероприятий по охране труда и вопросов экологии.

Последовательность разработки дипломного проекта не отличается от хода выполнения курсового проекта (см. рис. 4.1, 4.2 и 4.4). Однако в дипломном проекте все вопросы рассматриваются углубленно с учетом реальных исходных данных. Кроме того, в каждом дипломном проекте детально разрабатывается отдельный вопрос по электроснабжению данного предприятия (надежное электроснабжение, компенсация реактивных нагрузок, регулирование напряжения и т. д.).

В проектах с научно-исследовательским уклоном творчески могут разрабатываться как отдельные части, так и проект в целом.

В графической части требуется изобразить:

- 1) план сельскохозяйственного района с высоковольтной пределительной сетью (10, 20, 35 кВ);
- 2) конструктивную схему понизительной ТП или РП;

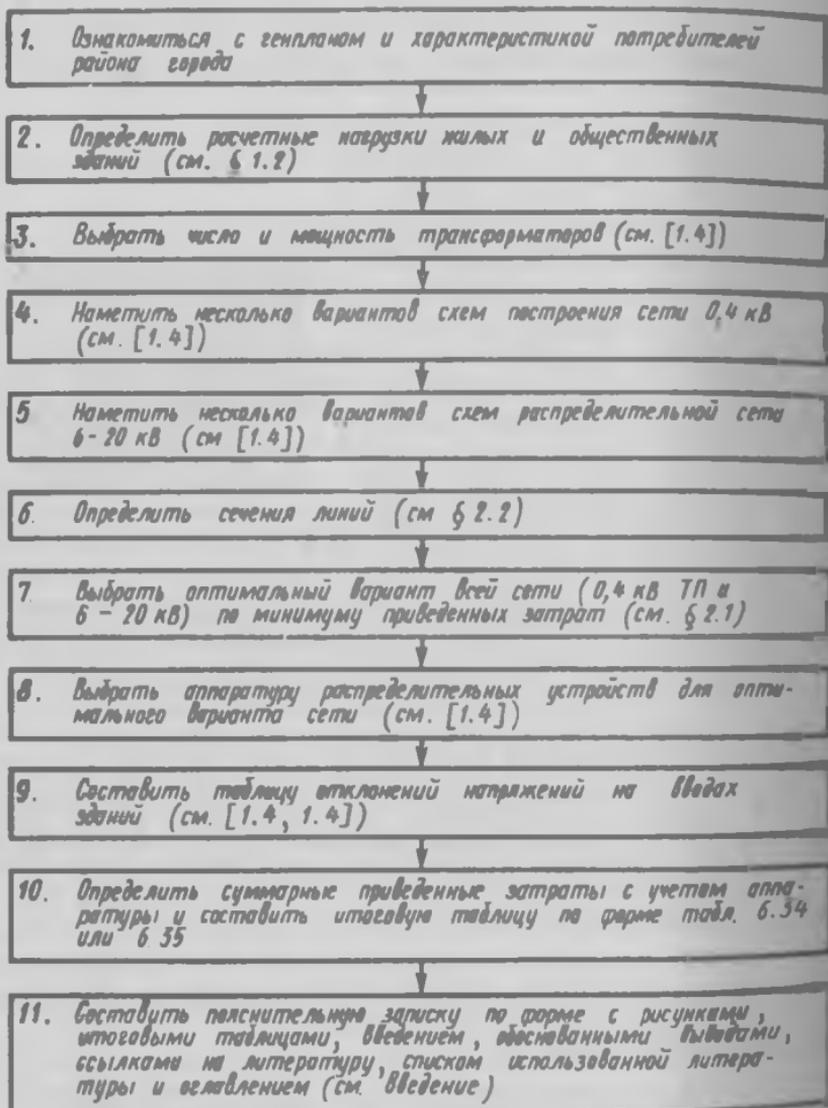


Рис. 4.4. Алгоритм выполнения курсового проекта на тему «Электроснабжение микрорайона города N...»

3) план сети 0,4 кВ одного ТП.

При необходимости проектирования микрорайона (квартала) города нагрузки определяются по указаниям гл. 1 (см. рис. 4.3), а проектирование проводится согласно алгоритму (рис. 4.4). Необходимый материал по этим вопросам дан в [1.4].

При выборе тем дипломного проекта необходимо учитывать актуальность задания и возможность выявления индивидуальных особенностей дипломанта. Студентам специальности «Электроснабжение» обычно предлагаются темы проектирования электроснабжения отдельных объектов (промышленных предприятий, крупных животноводческих комплексов и т. д.) или городских и сельских районов.

Объем и содержание исходных данных зависят от темы. Если рассматривается электроснабжение промышленных предприятий или крупных сельскохозяйственных комплексов, то в исходных данных приводятся:

1) общий схематический план промышленного предприятия или сельскохозяйственного комплекса с указанием источников питания и существующих электросетей;

2) мощность источников питания, расчетные нагрузки существующих электросетей, установленные мощности предприятия;

3) данные по токам короткого замыкания на шинах источников: действующее значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания (см. § 1.5);

4) указания энергосистемы по компенсации реактивных нагрузок и режимам напряжения в сети;

5) специальные условия электроснабжения и задание на разработку какой-либо специфической части проекта (установка преобразователей тока, частоты или числа фаз; автоматизация компенсации реактивных мощностей; расчеты по регулированию напряжения и его автоматизации; оценка надежности электроснабжения, в том числе ожидаемого народнохозяйственного ущерба от перерывов в питании; разработка и расчет новых схем релейной защиты и автоматики и т. д.);

6) указания по разработке технико-экономических вопросов, мероприятий по охране труда и вопросов экологии.

Последовательность разработки дипломного проекта не отличается от хода выполнения курсового проекта (см. рис. 4.1, 4.2 и 4.4). Однако в дипломном проекте все вопросы рассматриваются углубленно с учетом реальных исходных данных. Кроме того, в каждом дипломном проекте детально разрабатывается отдельный вопрос по электроснабжению данного предприятия (надежность электроснабжения, компенсация реактивных нагрузок, регулирование напряжения и т. д.).

В проектах с научно-исследовательским уклоном творчески могут разрабатываться как отдельные части, так и проект в целом.

## § 4.4. Надежность электроснабжения

Все электроприемники (электродвигатели, светильники, электро-технологические установки и т. д.) по требуемой степени надежности электроснабжения условно разделяются на три категории. В зависимости от категории электроснабжение осуществляется от одного или нескольких независимых источников питания (см. табл. 6.4). При выборе наиболее выгодного варианта схемы определяются показатели надежности электроснабжения (см. табл. 6.4). Принимается тот вариант, для которого приведенные затраты с учетом народнохозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии при соблюдении нормативных требований по продолжительности отключений минимальны. Для электроприемников особой группы ущерб обычно не учитывается, но рекомендуется рассмотрение возможных вариантов технологического резервирования — установки дополнительных взаимно резервирующих электроприемников.

При определении показателей надежности необходимо представить все элементы системы электроснабжения (линии электропередачи, коммутационные аппараты, трансформаторы, шины соединений и т. д.) параметрами потока отказов (аварий)  $\omega_{ан}$  (1/год), потока плановых отключений  $\omega_{пл}$  (1/год) и продолжительностью одного аварийного  $\tau_{ав}$  (ч) и планового  $\tau_{пл}$  (ч) отключений (см. табл. 6.37).

При  $n$  последовательно соединенных элементах системы:

1) суммарный параметр потока отказов всей цепи

$$\omega_{\Sigma ан} = \sum_{i=1}^n \omega_{ан i};$$

2) среднее число аварийных отключений за расчетный период времени  $t_p$  (обычно за 1 год)

$$a_{\Sigma ан} = \omega_{\Sigma ан} t_p;$$

3) средняя суммарная продолжительность всех аварийных отключений

$$T_{\Sigma ан} = t_p \sum_{i=1}^n \omega_{ан i} \tau_{ан i};$$

4) средняя продолжительность одного любого аварийного отключения

$$\tau_{\Sigma ан} = T_{\Sigma ан} / a_{\Sigma ан}.$$

Аналогично определяется число и продолжительность плановых отключений цепи:

$$t_{\Sigma \text{пл}} = t_p \sum_{i=1}^n \omega_{\text{пл}i};$$

$$T_{\Sigma} = t_p \sum_{i=1}^n \omega_{\text{пл}i} \tau_{\text{пл}i};$$

$$\tau_{\Sigma \text{пл}} = T_{\Sigma \text{пл}} / a_{\Sigma \text{пл}}.$$

Если во время планового ремонта одного элемента производится ремонт других, это должно учитываться в расчетах. Для электропередачи, выполненной по схеме, приведенной на рис. 4.5, в [2.3] рекомендуется применять следующие выражения:

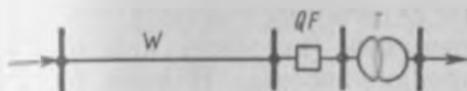


Рис. 4.5. Схема электропередачи:

W — линия; QF — выключатель; T — трансформатор

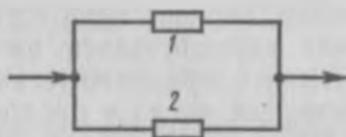


Рис. 4.6. Параллельное соединение элементов

1) для сетей до 110 кВ

$$T_{\Sigma \text{пл}} = a_{\text{пл.тр}} \tau_{\text{пл.тр}} + (a_{\text{пл.л}} - a_{\text{пл.тр}}) \tau_{\text{пл.л}};$$

2) для сетей 220—750 в

$$T_{\Sigma \text{пл}} = a_{\text{пл.л}} \tau_{\text{пл.л}} + (a_{\text{пл.л}} - a_{\text{пл.в}}) \tau_{\text{пл.в}},$$

где  $a_{\text{пл.тр}}$ ,  $a_{\text{пл.л}}$ ,  $a_{\text{пл.в}}$  и  $\tau_{\text{пл.тр}}$ ,  $\tau_{\text{пл.л}}$ ,  $\tau_{\text{пл.в}}$  — число плановых отключений трансформатора, линии, выключателя и их средняя продолжительность соответственно.

Если схемы электроснабжения содержат две параллельные цепи (рис. 4.6), то:

1) среднее число аварийных отключений системы электроснабжения (наложение аварийных отключений одного элемента на аварийные или плановые отключения другого и наоборот)

$$a_{\Sigma \text{ав}} = t_p \omega_{\Sigma \text{ав}} = t_p [\omega_{\text{ав}1} \omega_{\text{ав}2} \tau_{\text{ав}1} + \tau_{\text{ав}2}] + \omega_{\text{ав}1} \omega_{\text{пл}2} \tau_{\text{пл}2} + \omega_{\text{ав}2} \omega_{\text{пл}1} \tau_{\text{пл}1};$$

2) средняя суммарная продолжительность аварийных отключений

$$T_{\Sigma \text{ав}} = t_p q_{\Sigma \text{ав}}.$$

где вероятность одновременного отключения двух параллельных цепей

$$q_{\Sigma \text{ав}} = q_{\text{ав}1, \text{ав}2} + q_{\text{ав}1, \text{пл}2} + q_{\text{ав}2, \text{пл}1}.$$

Рассмотрим установку компенсирующих устройств (КУ) в распределительных сетях на стороне низших (до 1 кВ) и средних (6, 16, 20 кВ) напряжений. Выбор КУ более высоких напряжений осуществляется по специальной методике.

Указания по определению мощности КУ в распределительных сетях приведены в [4.6]. Энергосистема на основании экономических расчетов определяет оптимальную реактивную мощность  $Q_{\text{опт}}$ , подлежащую передаче данному предприятию при разных режимах (наибольших и наименьших активных нагрузок, а также послеава-

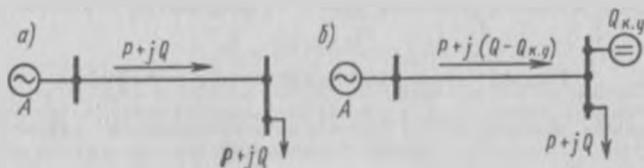


Рис. 4.8. Схема электропередачи:

а — без компенсирующего устройства; б — с компенсирующим устройством

рийных). Предполагается, что недостаток в реактивной мощности покрывается установкой КУ у потребителя. Таким образом, известна величина мощности  $Q_{\text{к.у}}$ , которую необходимо компенсировать:

$$Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ок}} - Q_{\text{с.д.}} \quad (4.1)$$

где  $Q_{\text{р}}$  — расчетная реактивная мощность потребителя;  $Q_{\text{с.д.}}$  — дополнительная реактивная мощность установленных у потребителя синхронных двигателей.

Согласно рекомендациям [4.6] расчетные величины  $Q_{\text{р}}$  и  $Q_{\text{ок}}$  необходимо определять с учетом изменения нагрузок в течение года. Расчеты проводятся по данным нагрузок для различных кварталов года. Необходимую мощность компенсирующих устройств определяют по наибольшему значению  $Q_{\text{к.у}}$ .

Если электроустановки одного предприятия получают питание от разных источников, энергоснабжающая организация устанавливает оптимальную величину реактивной мощности, передаваемую потребителю от каждого источника.

В общем случае при выборе средств компенсации сравниваются приведенные затраты  $Z_{\text{г}}$  на генерацию реактивной мощности и ее передачу для каждого варианта. Одновременно сопоставляются приведенные затраты  $Z_{\text{к}}$  на сооружение и эксплуатацию элементов системы электроснабжения, зависящие от величины реактивной мощности, протекающей по этим элементам (трансформаторам, линиям).

Таким образом, суммарные приведенные затраты

$$Z_2 = Z_K + Z_I. \quad (4.2)$$

В свою очередь

$$Z_I = Z_{I0} + Z_{I1}Q + Z_{I2}Q^2; \quad Z_K = p_z K, \quad (4.3)$$

где  $Z_{I0}$  — постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, руб.;  $Z_{I1}$ ,  $Z_{I2}$  — удельные затраты на 1 Мвар и 1 Мвар<sup>2</sup> генерируемой мощности, руб./Мвар и руб./Мвар<sup>2</sup> соответственно;  $p_z$  — суммарный коэффициент отчисления от капитальных затрат  $K$ , включающий нормативный коэффициент эффективности  $E_n$  (см. гл. 2).

Распределение средств компенсации по разным ступеням системы электроснабжения производится на основании технико-экономических расчетов (см. [4.1, 4.6]). В большинстве случаев наибольший экономический эффект обеспечивается размещением этих средств вблизи электроприемников с наибольшим потреблением реактивной мощности, так как это приводит к максимальному снижению потерь мощности.

Тип, мощность, место установки и режим работы КУ должны быть выбраны наиболее экономичными при соблюдении следующих ограничений:

1) напряжение во всех пунктах сети не должно отклоняться от допустимых значений:

$$U_{\text{мин}} \leq U \leq U_{\text{макс}};$$

2) токовая нагрузка для всех элементов должна быть меньше допустимой

$$I < I_{\text{доп}};$$

3) реактивная мощность  $Q$ , генерируемая источником, должна изменяться в пределах:

$$Q_{\text{макс}} \geq Q \geq Q_{\text{мин}},$$

где  $Q_{\text{макс}}$ ,  $Q_{\text{мин}}$  — предельные значения реактивной мощности (по техническим соображениям) источника.

Величина затрат при различных сочетаниях компенсации реактивной мощности на стороне средних напряжений и в сетях до 1 кВ определяется как сумма затрат на генерацию реактивной мощности на стороне 6—20 кВ и на установку батарей конденсаторов (БК) в сетях до 1 кВ с учетом изменения затрат на дополнительную установку понизительных трансформаторов 6—20/0,4 кВ, если компенсация реактивной мощности происходит на стороне 6—20 кВ. Это объясняется тем, что при протекании реактивной мощности по линиям через трансформаторы к потребителю нередко возникает необходимость увеличения их числа или мощности. На предприятиях с большим числом трансформаторов необходимо

сравнивать приведенные затраты при различном их числе. При увеличении числа трансформаторов потери короткого замыкания несколько снижаются. С достаточной для практики точностью суммарные потери можно принимать постоянными, так как потери холостого хода возрастают.

Как рекомендуется в [4.6], прежде всего выбирается оптимальная величина компенсации реактивной мощности на стороне до 1 кВ. Поэтому, если условия электроснабжения не позволяют менять число трансформаторов, при рассмотрении компенсации реактивной мощности на стороне низшего напряжения определяется оптимальная мощность трансформаторов. Таким образом, сравниваются варианты установки трансформатора с минимально возможной мощностью (при полной компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ) и трансформатора, мощность которого увеличивается на одну ступень (при полной или частичной компенсации на стороне 6—20 кВ).

После определения оптимальной величины компенсации в сетях до 1 кВ решается вопрос размещения БК в этих сетях. Как правило, они устанавливаются в цехах у распределительных пунктов или присоединяются к магистральным шинпроводам. Если по условиям пожарной безопасности установка БК в цехе невозможна, их разрешается устанавливать на трансформаторных подстанциях. Вопросы размещения БК в сетях 380—660 В рассмотрены в [1.2, 4.1 и 4.6].

Место установки регулируемых БК в сетях до 1 кВ должно определяться с учетом требований, предъявляемых к регулированию напряжения или реактивной мощности. Число и мощность ступеней регулирования следует определять в соответствии с графиками нагрузок, учитывая технические условия энергосистемы.

Далее выбираются средства компенсации реактивной мощности в узлах сети 6—20 кВ (см. [1.2, 4.1]). При этом следует учитывать реактивные нагрузки электроприемников, присоединенных непосредственно к сетям 6—10 кВ, потери реактивной мощности в элементах системы электроснабжения на стороне средних напряжений, а также некомпенсированную часть реактивной мощности в сетях до 1 кВ.

При окончательном выборе мощности КУ должен быть предусмотрен 10—15 %-ный резерв для обеспечения допустимых отклонений напряжения в послеаварийных режимах. Технико-экономические данные КУ приведены в табл. 6.92 и 6.94, а также в [1.1, 1.2 и 4.6].

**Пример 4.1.** Определить среднюю продолжительность отключений за год однотрансформаторной подстанции 110/10 кВ, подключенной к воздушной линии 110 кВ длиной 50 км по упрощенной схеме присоединения (рис. 4.9).

Надежность подстанции «А» относительно точки присоединения к линии 110 кВ характеризуется параметром потока аварийных отключений  $\omega_{ав-Л} = 1,5$  (1/год) со средней продолжительностью  $\tau_{ав-Л} = 0,5$  (ч) и параметром

потока плановых отключений  $\omega_{пл-А} = 0,5$  (1/год) со средней продолжительностью  $\tau_{пл-А} = 8,0$  (ч).

У подстанции «Б» показатели надежности соответственно:

$$\omega_{ав-Б} = 2,0 \text{ (1/год); } \tau_{ав-Б} = 0,75 \text{ (ч); } \omega_{ил-Б} = 0,6 \text{ (1/год);}$$

$$\tau_{ил-Б} = 5,0 \text{ (ч).}$$

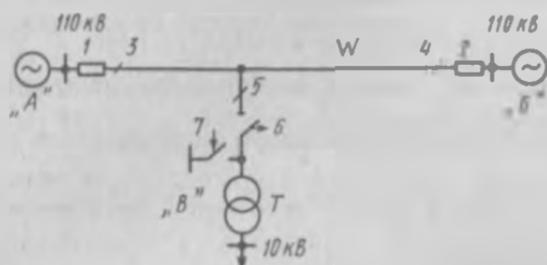


Рис. 4.9. Схема питания подстанции 110/10 кВ:

«А», «Б», «В» — подстанции 110 кВ; W — воздушная линия; 1, 2 — масляные выключатели 110 кВ; 3, 4, 5 — линейные разьединители; 6 — отделитель; 7 — короткозамыкатель; Т — трансформатор 110/10 кВ.

**Решение.** 1. Составляем схему надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ подстанции «В» (рис. 4.10, а) в виде параллельно-последовательного соединения расчетных элементов А, Б, Г, В. Элементы А и Б характеризуются показателями надежности соответствующих подстанций «А» и «Б», элемент Г — показателями воздушной линии 110 кВ с разьединителями 3, 4, 5. Соответственно элемент В представляет последовательное соединение трансформатора 110/10 кВ, отделителя 6 и короткозамыкателя 7.

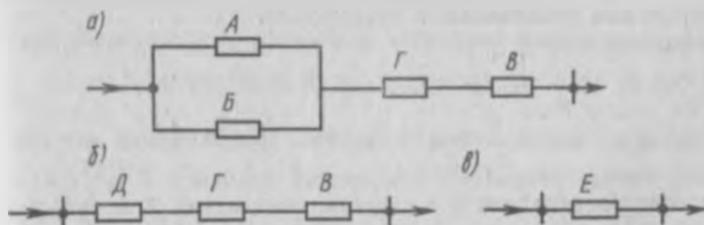


Рис. 4.10. Схемы надежности электроснабжения шин 10 кВ подстанции «В»

2. Определяем показатели надежности расчетных элементов Г и В. Согласно табл. 6.37 параметр потока отказов для линии 110 кВ составляет  $\omega_{ил-Л} = \omega_{ил} l = 0,051 \cdot 50 = 2,55$  1/год, а среднее время восстановления  $\tau_{ав-Л} = 4,2$  ч. Соответственно для разьединителей 3, 4, 5, отделителя 6, короткозамыкателя 7 и трансформатора:

$$\omega_{ав-3} = \omega_{ав-4} = \omega_{ав-5} = 0,03 \text{ 1/год;}$$

$$\tau_{ав-3} = \tau_{ав-4} = \tau_{ав-5} = 15 \text{ ч;}$$

$$\omega_{ав-6} = \omega_{ав-7} = 0,02 \text{ 1/год};$$

$$\tau_{ав-6} = \tau_{ав-7} = 15 \text{ ч};$$

$$\omega_{ав-тр} = 0,02 \text{ 1/год}; \quad \tau_{ав-тр} = 100 \text{ ч}.$$

Аварийные и плановые отключения масляных выключателей 1 и 2 включены в показатели надежности электроснабжения соответствующих подстанций «А» и «Б».

Параметр потока аварийных отключений элемента Г определим как

$$\omega_{ав-Г} = \omega_{ав-3} + \omega_{ав-4} + \omega_{ав-5} + \omega_{ав-л} = 3 \cdot 0,03 + 2,55 = 2,64 \text{ (1/год)}.$$

Средняя продолжительность аварийных восстановлений этого элемента

$$\tau_{ав-Г} = \frac{1}{\omega_{ав-Г}} (\omega_{ав-3} \tau_{ав-3} + \omega_{ав-4} \tau_{ав-4} + \omega_{ав-5} \tau_{ав-5} + \omega_{ав-л} \tau_{ав-л}) =$$

$$= \frac{1}{2,64} (3 \cdot 0,03 \cdot 15 + 2,55 \cdot 4,2) = 4,56 \text{ ч}.$$

При определении показателей плановых ремонтов учитывается вывод в плановый ремонт линий 110 кВ. Как правило, одновременно проводятся плановые ремонты линейных разъединителей (в нашем случае разъединителей 3, 4, 5). Поэтому параметр потока плановых отключений элемента Г

$$\omega_{пл-Г} = \omega_{пл-л} = 0,035 \cdot 50 = 1,75 \text{ 1/год},$$

а средняя продолжительность

$$\tau_{пл-Г} = \tau_{пл-л} = 5,6 \text{ ч}.$$

3. Сравнивая частоту и продолжительность плановых отключений элементов подстанции (см. табл. 6.37), видим, что параметр потока плановых отключений расчетного элемента и продолжительность этих отключений определяются преднамеренными отключениями трансформатора.

Следовательно,

$$\omega_{пл-В} = \omega_{пл-тр} = 0,01 \text{ 1/год};$$

$$\tau_{пл-В} = \tau_{пл-тр} = 40 \text{ ч}.$$

Параметр потока аварийных отключений элемента В определяется суммой возможных отказов отделителя 6, короткозамыкателя 7 и трансформатора:

$$\omega_{ав-В} = \omega_{ав-6} + \omega_{ав-7} + \omega_{ав-тр} = 0,02 + 0,02 + 0,02 = 0,06 \text{ 1/год};$$

$$\tau_{ав-В} = \frac{1}{\omega_{ав-В}} (\omega_{ав-6} \tau_{ав-6} + \omega_{ав-7} \tau_{ав-7} + \omega_{ав-тр} \tau_{ав-тр}) =$$

$$= \frac{1}{0,06} (2 \cdot 0,02 \cdot 15 + 0,02 \cdot 100) = 43,3 \text{ ч}.$$

4. Преобразовываем исходную схему надежности электроснабжения 10 кВ подстанций «В». Объединяем параллельно соединенные элементы А и Б и представляем их расчетным элементом Д, у которого

$$\omega_{ав-Д} = \omega_{ав-А} \omega_{ав-Б} (\tau_{ав-А} + \tau_{ав-Б}) + \omega_{ав-А} \omega_{пл-Б} \tau_{пл-Б} +$$

$$+ \omega_{ав-Б} \omega_{пл-А} \tau_{пл-А} = \frac{15}{8760} \cdot \frac{2,0}{8760} (0,5 + 0,75) + \frac{1,5}{8760} \cdot \frac{0,6}{8760} \cdot 5 +$$

$$+ \frac{2}{8760} \cdot \frac{0,5}{8760} \cdot 8 = 2,12 \cdot 10^{-7} \text{ ч.}$$

Чтобы определить среднюю продолжительность одного аварийного отключения элемента  $D$ , т. е. одновременного отключения элементов  $A$  и  $B$ , определим вероятность отключенного состояния элемента  $D$ :

$$q_D = q_{AB} = q_{ав-А} q_{ав-Б} + q_{ав-А, пл-Б} + q_{ав-Б, пл-А},$$

$$\text{где } q_{ав-А} q_{ав-Б} = \omega_{ав-А} \tau_{ав-А} \omega_{ав-Б} \tau_{ав-Б} = (1,5/8760) 0,5 \cdot (2/8760) 0,75 =$$

$$= 1,47 \cdot 10^{-8}.$$

Так как  $\tau_{пл-Б} > \tau_{ав-А}$ , то

$$q_{ав-А, пл-Б} = \omega_{ав-А} \omega_{пл-Б} \tau_{пл-Б} \left( \tau_{ав-А} - \frac{\tau_{ав-А}^2}{2\tau_{пл-Б}} \right) =$$

$$= \frac{1,5}{8760} \cdot \frac{0,6}{8760} \cdot 5 \left( 0,5 - \frac{0,5 \cdot 0,5}{2 \cdot 5} \right) = 2,79 \cdot 10^{-8}$$

и соответственно при  $\tau_{пл-А} > \tau_{ав-Б}$

$$q_{ав-Б, пл-А} = \omega_{ав-Б} \omega_{пл-А} \tau_{пл-А} \left( \tau_{ав-Б} - \frac{\tau_{ав-Б}^2}{2\tau_{пл-А}} \right) =$$

$$= \frac{2}{8760} \cdot \frac{0,5}{8760} \cdot 8,0 \left( 0,75 - \frac{(0,75)^2}{2 \cdot 8} \right) = 7,45 \cdot 10^{-8}.$$

Таким образом, вероятность отключенного состояния элемента

$$q_D = 1,47 \cdot 10^{-8} + 2,79 \cdot 10^{-8} + 7,45 \cdot 10^{-8} = 11,71 \cdot 10^{-8}.$$

5. Вероятность отключенного состояния всей системы электроснабжения, т. е. элемента  $E$ , равна

$$q_E = q_E = q_D + q_G + q_B = q_D + \omega_{ав-Г} \tau_{ав-Г} + \omega_{пл-Г} \tau_{пл-Г} +$$

$$+ \omega_{ав-В} \tau_{ав-В} + \omega_{пл-В} \tau_{пл-В} = 11,71 \cdot 10^{-8} + \frac{2,55}{8760} \cdot 4,56 + \frac{1,75}{8760} \cdot 5,6 +$$

$$+ \frac{0,06}{8760} \cdot 43,3 + \frac{0,01}{8760} \cdot 40 = 11,71 \cdot 10^{-8} + 1,33 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ 2,97 \cdot 10^{-4} + 0,46 \cdot 10^{-4} = 2,79 \cdot 10^{-3}.$$

Следовательно, средняя продолжительность отключения подстанции «В» в течение года составит

$$T_E = q_E t_p = q_E \cdot 8760 = 2,79 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 24,44 \text{ ч.}$$

## Список литературы

- 4.1 Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий М., 1983.
- 4.2. Электроснабжение сельскохозяйственного производства: Справочник Под ред. И. А. Будзко. М., 1977.
- 4.3. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности Под ред. П. А. Каткова, В. И. Франгульяна. М., 1980.
- 4.4. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. М., 1984.
- 4.5. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М., 1984.
- 4.6. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора/Минэнерго СССР М., 1986.

### § 5.1. Задачи учебного проектирования

Круг задач, решаемых в курсовом проекте, в основном охватывает вопросы релейной защиты. Однако в него органически входят задачи, относящиеся к таким видам автоматики энергосистем, как АГВ и АВР, поскольку выбор принципов выполнения релейной защиты необходимо производить с учетом решений, принятых для автоматики.

В качестве объектов для проектирования релейной защиты и автоматики можно рекомендовать:

- элементы схемы электрической станции;
- элементы схемы достаточно сложной электрической подстанции;
- сеть из высоковольтных линий и подстанций напряжением 35—110 кВ.

Предпочтительным является проектирование релейной защиты для сети 110 кВ. Это обусловлено большим разнообразием проектных решений для данного случая, тогда как для первых двух решение вопросов релейной защиты и автоматики в основном определяется ПУЭ [1.20] и руководящими указаниями, поэтому в меньшей мере способствует развитию творческих навыков у студента.

В процессе выполнения курсового проекта студент должен пользоваться учебниками и учебными пособиями [5.1, 5.2 и 5.3], справочниками [1.22], руководящими указаниями\*, а также специальной литературой по вопросам проектирования релейной защиты и автоматики энергосистем, в том числе и учебного проектирования [5.4]. Основная направленность данной главы — обучение студента подходу к решению задач проектирования и последовательности выполнения проекта. Навыки и знания, получаемые при выполнении курсового проекта, во многом способствуют успешному выполнению дипломного проекта.

Исходя из специфики вопросов, подлежащих проработке, темы для дипломного проектирования можно разделить на пять групп:

\* Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. Расч. М., Энергия, 1980, 88 с., а также другие выпуски по вопросам защиты шин, трансформаторов, линий, генераторов.



## 5.2. Курсовое проектирование

На рис. 5.1—5.3 приведены схемы сети 110 кВ для трех видов заданий на курсовой проект (по каждому заданию предусматривается 10 вариантов). Исходные данные сведены в табл. 5.1—5.3.

### Пример задания на курсовой проект

1. Выбрать виды защиты и автоматики для сети 110 кВ (рис. 5.1—5.3) и рассчитать их параметры (в основном в первичных величинах). На рисунках условно номер защиты указан в кружках.

2. Составить схему защиты и автоматики линии  $W2$  110 кВ, связывающей ЭС1—ПС1, со стороны ЭС1. Напряжение источника оперативного постоянного тока на ЭС1 равно 220 В. Выключатель 110 кВ типа У-110-8.

3. Выбрать для данной схемы трансформаторы тока и релейную аппаратуру.

4. Выбрать сечение токовых цепей защиты линии  $W2$  110 кВ между ЭС1 и ПС1 со стороны ЭС1 исходя из условия работы трансформаторов тока с погрешностью менее 10 %. Расстояние от трансформатора тока до панелей релейной защиты равно 90 м.

Сопротивление нулевой последовательности линий 110 кВ

$$X_{0л} = 3X_{1л},$$

где  $X_{1л}$  — сопротивление прямой последовательности линии.

В табл. 5.1—5.3 приведены длины линий, марка провода линий, активные мощности генераторов  $P_g$ , их  $\cos \varphi$  и сверхпереходные сопротивления  $X_d''$ , мощности трансформаторов  $S_{тр}$  и их напряжения короткого замыкания  $u_k$ , сопротивления прямой  $X_{1с}$  и нулевой  $X_{0с}$  последовательностей системы  $C$  ( $X_{2с} = X_{1с}$ ), максимальные мощности  $S$ , передаваемые по линиям. На схеме сети даны выдержки времени защит для элементов, отходящих от шин 6, 10 и 35 кВ.

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 5.4

1. Определение режимов работы сети и ее элементов включает в себя выбор отключаемых в ряде случаев элементов и режимов заземления нейтралей трансформаторов.

Для расчетов токов короткого замыкания прежде всего учитываются два основных режима работы сети: *максимальный*, когда включены все элементы рассматриваемой энергосистемы, и *минимальный*, когда часть генерирующих элементов отключена. Если число отключенных элементов не задано, то можно принимать отключенными примерно половину генераторов и повышающих транс-

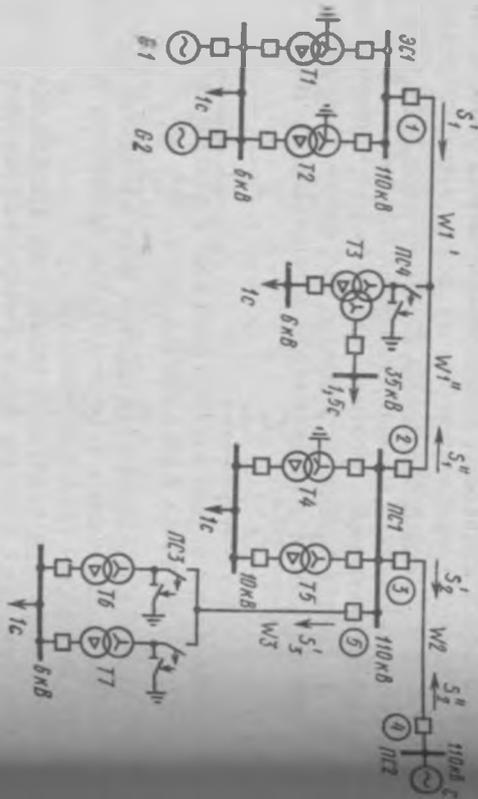


Рис. 5.3. Схема сети к заданию 3

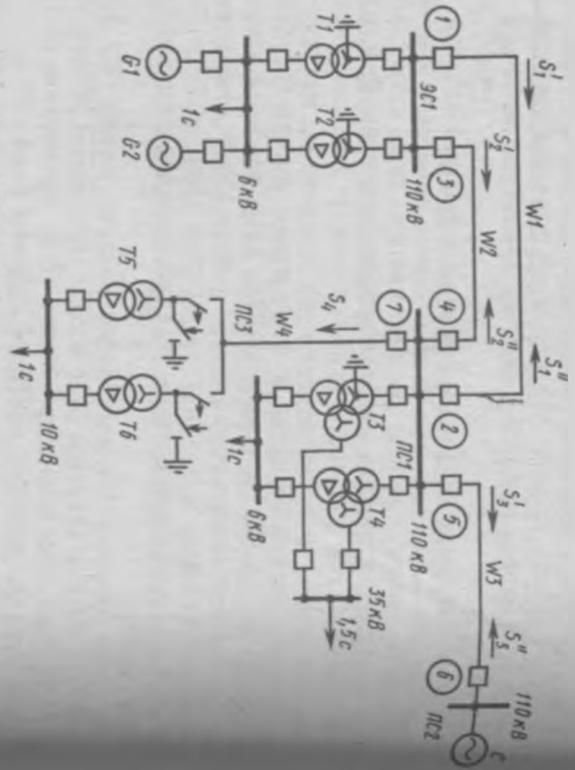


Рис. 5.2. Схема сети к заданию 2

Таблица 5.1. Данные для выполнения курсового проекта по заданию 1 (рис. 5.1)

Наименование	Вариант задания										
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
Линии Длина, км Марка про- вода	W1	24	30	24	16	18	20	26	40	24	25
		AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240
	W2	28	20	10	30	24	15	28	18	36	40
		AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240
W3	20	25	20	24	30	24	20	30	16	12	
	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	
W4	16	10	15	20	28	16	18	24	30	20	
	AC-95	AC-70	AC-95	AC-70	AC-70	AC-70	AC-70	AC-70	AC-95	AC-95	
Турбогенера- торы G1, G2	P <sub>r</sub> , МВт	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30
	cos φ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	X <sub>d</sub> <sup>н</sup> , %	12	12,5	13	12	13	13	13	12	12,5	12

Наименование			Вариант задания										
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
Трансформаторы	T1, T2	S <sub>гр.</sub> МВ-А	32	16	32	32	16	32	32	16	32	32	
		$\mu_{\text{н}}$ , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	T3, T4	S <sub>гр.</sub> МВ-А	25	16	25	16	16	16	16	10	25	25	
		$\mu_{\text{н}}$ , %	В-С	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5
			В-Н	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17
	С-Н		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
	T5, T6	S <sub>гр.</sub> МВ-А	10	6,3	10	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	10	10	
		$\mu_{\text{н}}$ , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	Сопротивление системы, Ом, при напряжении U=115 кВ (в числителе для максимального, в знаменателе для минимального режимов)		X <sub>1г</sub>	10	11	12	13	10	11	12	13	11	12
				15	16	18	19	15	16	18	19	16	18
		X <sub>0с</sub>	15	16	18	10	16	17	10	17	16	17	
			20	21	22	15	24	20	16	22	24	22	

Продолжение табл. 5.1

Наименование		Вариант задания									
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Максимальные мощности, передаваемые по линиям, МВ-А (cos φ=0,9)	S <sub>1'</sub>	50	25	50	50	25	50	50	25	50	50
	S <sub>1''</sub>	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30
	S <sub>2'</sub>	50	25	50	50	25	50	50	25	50	50
	S <sub>2''</sub>	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30
	S <sub>3'</sub>	25	10	30	30	20	30	30	15	30	30
	S <sub>3''</sub>	50	30	50	50	30	50	50	30	50	50
	S <sub>4</sub>	19	12	18	12	12	12	12	12	19	19
Тип выключателя		ВМТ-110Б			ММО-110			ВВБМ-110Б			
Напряжение оперативного постоянного тока, В		220	220	110	220	110	220	110	220	110	220
Расстояние от трансформаторов тока до панелей р-		80	90	70	85	75	80	90	75	80	90

Таблица 5.2. Данные для выполнения курсового проекта по заданию 2 (рис. 5.2)

Наименование		Вариант задания											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X		
Линии Длина, км Марка провода	W1, W2	20	30	24	28	32	22	18	16	26	32		
		AC-150	AC-95	AC-150	AC-150	AC-95	AC-150	AC-150	AC-95	AC-150	AC-150		
	W3	20	10	18	24	22	24	26	25	18	24		
		AC-185	AC-150	AC-185	AC-185	AC-150	AC-185	AC-185	AC-150	AC-185	AC-185		
	W4	15	20	16	18	24	12	18	14	20	22		
		AC-70	AC-70	AC-95	AC-70	AC-70	AC-70	AC-70	AC-70	AC-95	AC-95		
Турбогенераторы G1, G2	P <sub>г</sub> , МВт	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30		
	cos φ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
	X <sub>d</sub> '', %	12	12,5	13	12,5	12	13	13	12,5	12	12,5		
Трансформаторы	T1, T2	S <sub>тр</sub> , МВ·А	32	16	32	32	16	32	32	16	32	32	
		u <sub>к</sub> , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	T3, T4	S <sub>тр</sub> , МВ·А	25	16	25	16	16	16	16	10	25	25	
		u <sub>к</sub> , %	B-C	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5
			B-H	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17
	C-H	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
	T5, T6	S <sub>тр</sub> , МВ·А	6,3	6,3	10	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	10	10	
		u <sub>к</sub> , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	

Продолжение табл. 5.2

Наименование		Вариант задания									
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Сопротивления системы, Ом, при напряжении U=115 кВ (в числителе для максимального, в знаменателе для минимального режимов)	X <sub>1с</sub>	10	11	12	13	10	12	12	13	11	12
		15	16	18	19	15	16	18	19	16	18
	X <sub>0с</sub>	15	16	18	10	16	10	18	17	16	17
		20	20	21	15	20	16	22	21	23	22
Максимальные мощности, передаваемые по линиям, МВ·А (cos φ=0,9)	S <sub>1'</sub> , S <sub>2'</sub>	25	10	25	25	10	25	25	10	25	25
	S <sub>1''</sub> , S <sub>2''</sub>	12	6	12	12	6	12	12	6	12	12
	S <sub>3'</sub>	40	20	40	40	20	40	40	20	40	40
	S <sub>3''</sub>	60	40	60	55	40	60	55	40	60	60
	S <sub>4</sub>	12	12	18	12	12	12	12	12	19	19
Тип выключателя		ВМТ-110Б			ММО-110			ВВБМ-110Б			
Напряжение оперативного постоянного тока, В		220	220	110	220	220	110	220	220	110	220
Расстояние от трансформаторов тока до панелей релейной защиты, м		80	90	70	75	80	90	75	80	90	85

Таблица 5.3. Данные для выполнения курсового проекта по заданию 3 (рис. 5.3)

Наименование		Вариант задания										
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
Линии Длина, км Марка провода	W1'	14	16	10	12	10	12	13	14	16	12	
		AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	
	W1''	16	18	15	16	10	15	17	12	12	14	
		AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-220	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	
	W2	20	30	25	22	15	18	20	21	24	28	
		AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	AC-120	AC-240	AC-240	
	W3	10	15	16	18	14	17	12	13	18	20	
		AC-70	AC-70	AC-95	AC-70	AC-70	AC-70	AC-95	AC-70	AC-95	AC-70	
	Турбогенераторы G1, G2	P <sub>г</sub> , МВт	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30
		cos φ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
		X <sub>d</sub> '', %	12	12,5	13	12	12,5	13	12	13	12,5	12

Продолжение табл. 5.3

Наименование		Вариант задания											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X		
Трансформаторы	T1, T2	S <sub>тp</sub> , МВ·А	32	16	32	32	16	32	32	16	32	32	
		u <sub>к</sub> , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	T3	S <sub>тp</sub> , МВ·А	16	6,3	16	10	16	10	16	6,3	16	10	
		u <sub>к</sub> , %	B-C	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5
			B-H	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17	10,5	17
			C-H	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	T4, T5	S <sub>тp</sub> , МВ·А	10	6,3	10	10	6,3	10	10	6,3	10	10	
		u <sub>к</sub> , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	T6, T7	S <sub>тp</sub> , МВ·А	6,3	6,3	10	6,3	6,3	6,3	10	6,3	6,3	10	
		u <sub>к</sub> , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	

Наименование	Варианты заданы										Х
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
Сопротивления системы, Ом, при напряжении $U=115$ кВ (в числителе для максимального, в знаменателе для минимального режимов)	$X_{1c}$	10/15	11/16	12/17	10/15	11/16	12/17	13/18	11/16	10/15	12/17
	$X_{0c}$	11/16	12/17	14/18	15/19	8/14	7/12	10/15	12/17	13/18	14/19
Максимальные мощности, передаваемые по линиям, МВ·А ( $\cos \varphi = 0,9$ )	$S_1'$	50	25	50	50	25	50	50	25	50	50
	$S_1''$	25	12	30	25	12	30	25	12	30	30
	$S_2'$	40	20	40	40	20	40	40	20	40	40
	$S_2''$	20	20	40	30	30	30	40	20	40	20
$S_3$	12	12	19	12	12	12	19	12	12	19	
Тип выключателя	ВМТ-110Б										ВВЕМ-110Б
Напряжение оперативного обслуживания, В	220	110	220	110	220	110	220	220	110	220	220
	90	80	90	80	76	90	73	90	86	80	

форматоров на электростанциях или увеличивать вдвое их сопротивление в энергосистемах. Так, для приведенных на рис. 5.1—5.3 систем сети в минимальном режиме принимаются отключенными  $G1$  и  $T1$ . Кроме основных учитываются также режимы, связанные с

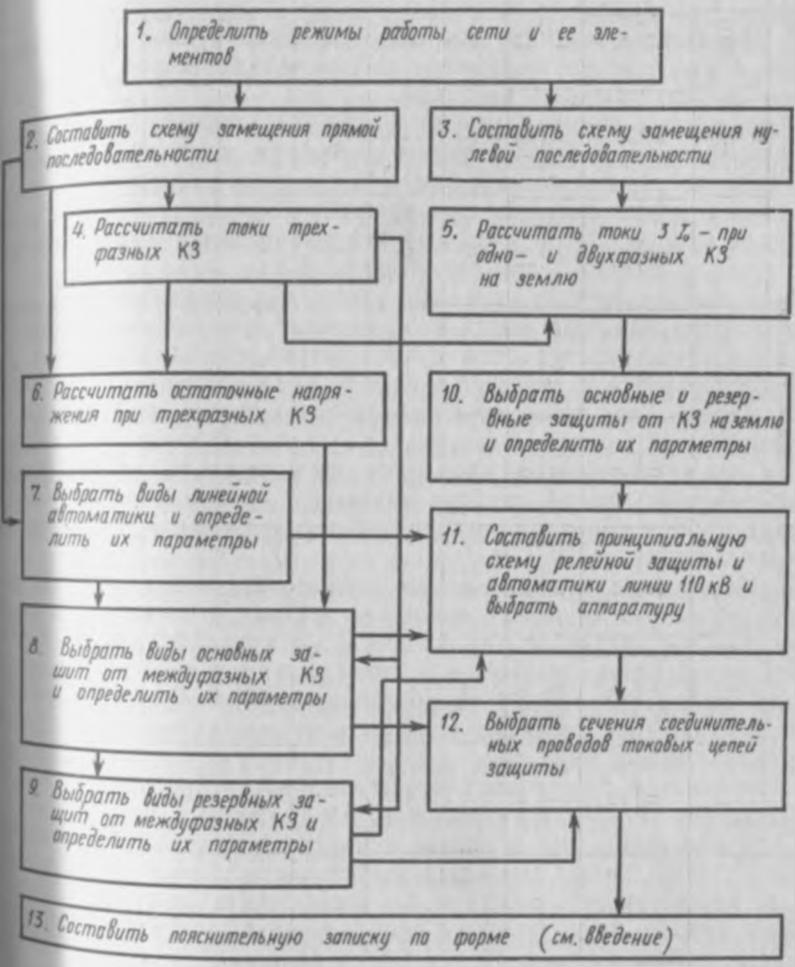


Рис. 5.4. Алгоритм выполнения курсового проекта

отключением линий и трансформаторов при различных сочетаниях максимального и минимального режимов, которые необходимы для работы защит. Число расчетных режимов и элементы сети, отключаемые в них при расчете токов КЗ, определяются исходя из специфики выбора

параметров и проверки чувствительности защит, намеченных к установке в защищаемой сети в качестве основных, резервных и дополнительных (токовая мгновенная отсечка от междуфазных КЗ).

При выборе режимов с отключениями элементов сети учитываются:

1. Наихудшие случаи для условий обеспечения селективности защит, когда защита, параметр срабатывания которой выбирается, имеет наибольшую зону действия.

Для первых ступеней токовых защит (мгновенных отсечек) в кольцевых сетях к этим случаям относится сочетание максимального режима с отключением ближайшего к защищаемой линии элемента сети, когда весь ток при внешнем КЗ идет через эту линию. Так, для защиты 3 (см. рис. 5.1) это выполняется при отключении  $W3$ , а для защиты 6 — при отключении  $W2$ .

При выборе вторых ступеней токовых и дистанционных защит учитываются режимы, когда коэффициент токораспределения (отношение тока участка сети с рассматриваемой защитой к току смежного участка, с защитой которого производится согласование) максимален. Так, при согласовании второй ступени токовой или дистанционной защиты 1 (см. рис. 5.1) с первой ступенью защиты 3 таким режимом является каскадное отключение КЗ на  $W2$  в конце зоны действия первой ступени защиты 3 (сначала подействовала защита 4) при сочетании максимального режима в энергосистеме и минимального на ЭС1.

2. Наихудшие случаи с точки зрения обеспечения чувствительности резервных защит (в основном третьих ступеней), когда ток через рассматриваемую линию при КЗ в конце смежных участков имеет минимальное значение, а дистанционная защита рассматриваемой линии при тех же условиях замеряет максимальное сопротивление. В таких режимах коэффициент токораспределения имеет минимальное значение.

Допускается обеспечение чувствительности при каскадном действии защит. Так, для схемы сети, изображенной на рис. 5.1, при КЗ в конце линии  $W4$  и отказе в действии защиты 7 или выключателя данной линии должны подействовать третьи ступени защиты 3 и 6. Если чувствительной оказывается одна из этих защит, например защита 6, то значение коэффициента чувствительности для защиты 3 может определяться после отключения линии  $W3$ . При этом коэффициент токораспределения для защиты 3 увеличивается до единицы.

Режим заземления нейтралей трансформаторов в сетях напряжением 110 кВ определяется несколькими частично противоречивыми требованиями:

1. Необходимостью ограничения напряжений на нейтрале трансформаторов, а также на ВЛ. Исходя из этого, желатель-

заземлять нейтрали всех повышающих трансформаторов (нейтрали автотрансформаторов заземляются всегда), а также обмоток высшего напряжения понижающих трансформаторов подстанций электротяги, работающей на однофазном переменном токе.

2. Необходимостью в ряде случаев ограничения уровня тока однофазного КЗ на землю (особенно для электростанций). Это выявляется на стадии расчета токов (см. § 1.5, 1.6) при трехфазных КЗ и однофазных КЗ на землю для выбора выключателей защищаемого объекта (выполняется при дипломном проектировании). Если при заземлении нейтралей всех трансформаторов защищаемого объекта оказывается, что ток, отключаемый выключателем при однофазном КЗ на землю, оказывается больше допустимого тока отключения выключателя, а при трехфазных КЗ — меньше его, то часть нейтралей приходится разземлять. После этого снова определяется ток однофазного КЗ на землю и проверяется, меньше ли он допускаемого тока отключения выключателя.

3. Обеспечением надежной работы релейной защиты. Для этого стремятся поддерживать уровень тока нулевой последовательности при КЗ на землю, не зависящим от режима работы сети. На подстанциях, где имеются два однотипных силовых трансформатора, заземляют нейтраль одного из них. Тогда при работе одного или двух трансформаторов сопротивление нулевой последовательности со стороны подстанции не меняется.

У понижающих трансформаторов, подключенных к ответвлению линии, или на тупиковых подстанциях нейтрали не заземляются (см., например,  $T5$  и  $T6$  на рис. 5.1). В противном случае при отключении для ремонта линии  $W4$  может заметно измениться уровень тока нулевой последовательности при КЗ на землю вблизи шин  $ПС1$ . Такое решение, как будет показано далее, одновременно упрощает выбор параметров токовой защиты нулевой последовательности для  $W4$ .

У трансформаторов напряжением 220 кВ и выше нейтрали заземляются всегда, так как класс изоляции нейтралей выпускаемых трансформаторов рассчитан на напряжение 35 кВ.

Все выбранные режимы нумеруются (максимальный режим цифрой  $I$ , а минимальный —  $I'$ ) и составляется список режимов.

2. Составление схемы замещения *прямой последовательности* заключается в замене элементов сети на исходной схеме их сопротивлениями для этой последовательности и выборе расчетных точек короткого замыкания. Сопротивления всех элементов определяются в омах для напряжения сети, для которой выбираются защиты (см. табл. 1.3). При этом за расчетные напряжения принимаются значения средних напряжений сети, приведенные в § 1.5. Так, например, сопротивление генератора  $G1$  для схемы на рис. 5.1

(вариант I) определяется следующим образом:

$$X_0 = X_d'' \frac{U_{\text{ср-ном}}^2 \cos \varphi}{P_{0 \text{ ном}}} = 0,12 \frac{(115 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,8}{25 \cdot 10^6} = 50,78 \text{ Ом.}$$

Для выбора защит от междуфазных КЗ необходимо рассчитать токи трехфазных КЗ в определенных характерных точках защищаемой сети, а также за элементами энергосистемы, ближайшими к шинам подстанций и электростанций, входящих в эту сеть, т. е. за трансформаторами и автотрансформаторами. На каждой линии намечаются, как минимум, три точки короткого замыкания — в начале, конце и середине, что позволяет при выборе защит построить кривую изменения первичного тока в защите при перемещении точки короткого замыкания вдоль линии. Если на линии есть ответвление, к которому подключается подстанция, то допустимо разделить линию на части в соответствии с месторасположением ответвления. При выполнении расчетов токов КЗ на ЭВМ целесообразно увеличить число расчетных точек до пяти-шести, что повысит точность построения кривой изменения тока.

На рис. 5.5 для примера приведена схема замещения прямой (обратной) последовательности для варианта I задания 1 (см. рис. 5.1). Сопротивления указаны в омах (в скобках даны сопротивления элементов в минимальном режиме). Кроме того, в зависимости от способа расчета токов короткого замыкания в схему могут вводиться обозначения концов сопротивлений или непосредственно самих сопротивлений (рис. 5.5).

3. Схема замещения нулевой последовательности составляется аналогично тому, как описано в п. 2, с заменой сопротивлений прямой последовательности элементов на сопротивления нулевой последовательности. При этом число элементов в схеме сокращается.

В схему замещения нулевой последовательности входят сопротивления нулевой последовательности линий, а также сопротивления трансформаторов с соединением обмоток «звезда — треугольник», нейтрали которых заземлены, и автотрансформаторов. Номера точек короткого замыкания в данной схеме должны совпадать с номерами тех же точек в схеме замещения прямой последовательности. На рис. 5.6 для примера приведена схема замещения нулевой последовательности для варианта I задания 1 (см. рис. 5.1).

При составлении схемы замещения нулевой последовательности для параллельных линий (рис. 5.7, а), имеющих значительную взаимную индукцию, необходимо вводить сопротивление взаимной индукции  $X_{0в} (Z_{0в})$  между линиями. На рис. 5.7, б в общем виде приведена схема замещения нулевой последовательности при коротком замыкании на землю одной из параллельных линий в точке  $k_1$  на рис. 5.7, а, а на рис. 5.7, в — схема замещения нулевой последовательности при расчете коротких замыканий в начале.

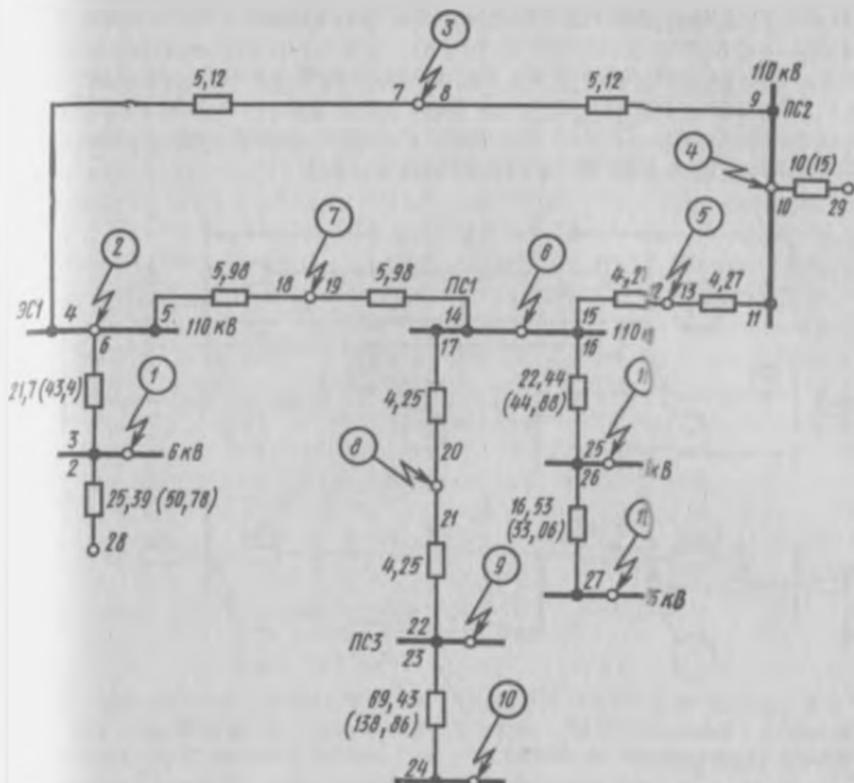


Рис. 5.5. Схема замещения *прямой (обратной) последовательности* для сети по рис. 5.1 (вариант I)

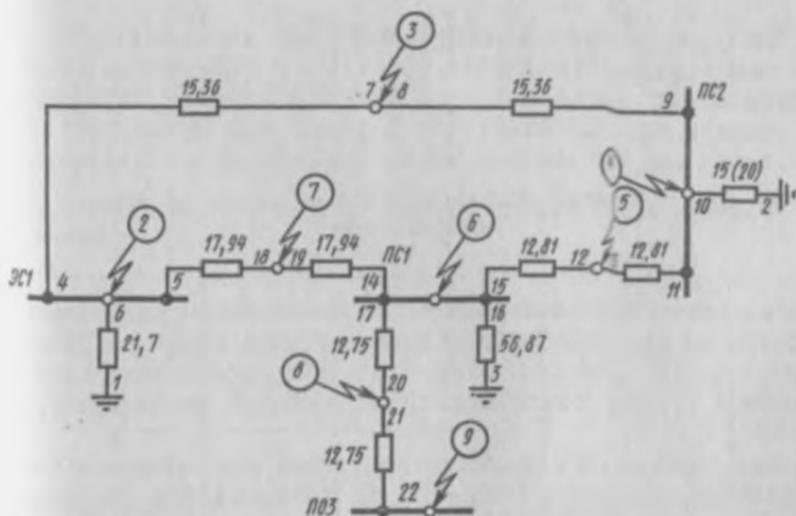


Рис. 5.6. Схема замещения *нулевой последовательности* для сети по рис. 5.1 (вариант I)

конце и середине линии при  $X_{0л} = 3,5X_{1л}$ . Последняя схема удобна при использовании расчетного стола. Если короткое замыкание находится в середине одной из параллельных линий, то измеряются токи с обеих сторон линии — в ветвях 8 и 9 — и ток 6 (10) поврежденной линии. В случае отключения одной из линий расчет производится при разомкнутой ветви 6 (10).

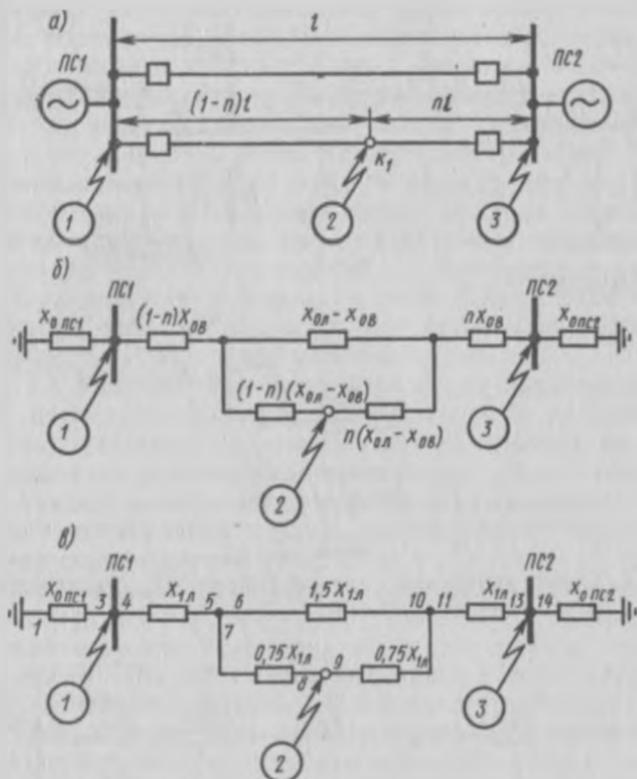


Рис. 5.7. Схемы для расчета КЗ на землю на параллельных линиях

Если одна из параллельных линий отключена и заземлена с обеих сторон, то ток второй линии при внешнем коротком замыкании на землю может оказаться расчетным при выборе тока срабатывания первой ступени токовой защиты нулевой последовательности (рис. 5.8).

Расчет режима каскадного отключения повреждения на одной из параллельных линий (рис. 5.9, а) производится по схемам размещения прямой и нулевой последовательностей, изображенным на рис. 5.9, б, в.

4. Расчет токов *трехфазных* коротких замыканий может выполняться на расчетной модели постоянного тока, а также на ЭВМ. Предварительно составляется таблица, куда вписываются результаты расчетов (табл. 5.4). Для каждой точки короткого замыкания определяются полный ток короткого замыкания  $I_k$ , результи-

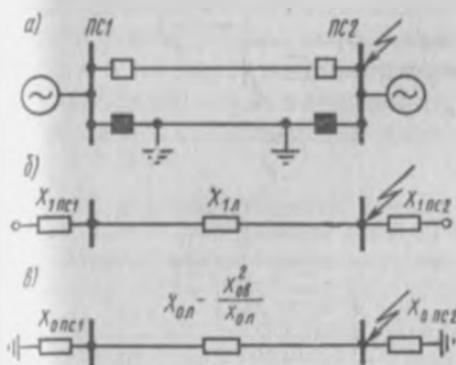


Рис. 5.8. Схемы для расчета КЗ на землю при отключении и заземлении одной из параллельных линий:

а — исходная схема; б — схема замещения прямой (обратной) последовательности; в — схема замещения нулевой последовательности

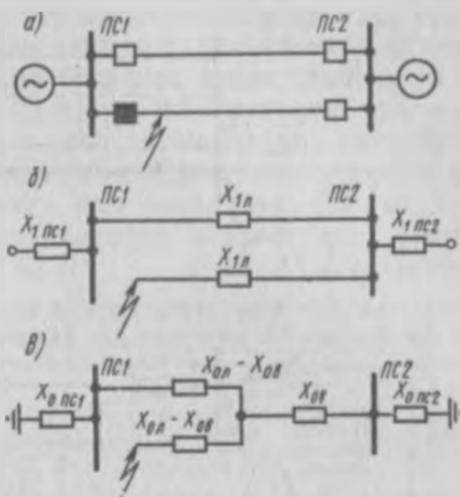


Рис. 5.9. Схема для расчета КЗ на землю при каскадном отключении одной из параллельных линий:

а — исходная схема; б — схема замещения прямой последовательности; в — схема замещения нулевой последовательности

рующее сопротивление  $X_{1z}$ , токи в ветвях, образующих узел в месте короткого замыкания, а также в ветвях, соответствующих смежным элементам. Табл. 5.4 составлена для схемы, приведенной на Рис. 5.5. Например, для точки 3 определяются токи ветвей 7 и 8, а также ветви 5 (если при измерении или расчете ток ветви 5 име-

Таблица 5.4. Результаты расчета токов трехфазных КЗ для режима 1 (пример записи)

Точка КЗ	Результирующее сопротивление $X_{1z}$ Ом	Полный ток КЗ $I^{(3)}$ , А	Токи в ветвях $I_n^{(3)}$ , А									
			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	15,30	4490	2710	1780	1190	590	—	—	—	—	1780	—
2	12,45	5660	2780	1383	—	—	1497	—	—	—	4163	—
3	11,50	5990	—	—	—	568	1230	4800	4100	—	4668	—
4	8,45	7950	—	—	—	—	1240	—	—	820	6710	910

ет отрицательный знак, то в таблице можно исправить номер ветви 5 на 11 или обозначить ток со знаком «—»).

5. Расчет токов  $3I_0$  при одно- и двухфазных КЗ на землю выполняется (аналогично расчету по п. 4) на расчетной модели постоянного тока или на ЭВМ. Часто для всех расчетных точек определяются токи при однофазном коротком замыкании на землю, а далее на основании полученных токов аналитически (см. [1.8]) находят токи при двухфазных коротких замыканиях на землю.

В соответствии с допущением, указанным в § 1.5, принимается  $X_{1x} = X_{2x}$ . Аналогично расчету по п. 4 для каждой точки короткого замыкания определяются токи в ветвях, образующих данный узел, и в ветвях, соответствующих смежным элементам сети.

Табл. 5.5 составлена для схемы, приведенной на рис. 5.6. Например, для точки 3 определяются токи в ветвях 7 и 8, а также в ветвях 5 и 11.

Таблица 5.5. Результаты расчета токов нулевой последовательности при однофазных КЗ на землю для режима 1 (пример записи)

Точка КЗ	Результирующие сопротивления, Ом	Полный ток КЗ $3I_0^{(1)}$ , А	Токи в ветвях $3I_0^{(1)}$ , А									
			4	5	6	7	8	9	10	11	15	
2	12,45	5260	1360	670	3230	—	—	—	—	—	—	670
	13,50		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	11,50	5100	—	102	2238	2340	2760	—	—	—	—	102
	16,65		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	8,45	7100	—	—	618	—	—	1240	5240	620	—	—
	11,10		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. В числителе даны сопротивления прямой последовательности  $X_{12}$ , в знаменателе — нулевой  $X_{02}$ .

6. Для линий напряжением 110—220 кВ выбор вида основной защиты с точки зрения ее быстродействия должен выполняться в первую очередь исходя из требований сохранения динамической устойчивости работы энергосистемы. Однако согласно ПУЭ при отсутствии расчетов динамической устойчивости допустимо определять требуемое быстродействующее защиты на основании уровня остаточных напряжений на шинах электростанций и подстанций. Динамическая устойчивость энергосистемы сохраняется, если трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций становится меньше  $0,6 U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени.

При этом для одиночной связи между электростанциями и энергосистемами остаточное напряжение должно быть проверено

на шинах подстанций или электростанций, входящих в данную связь, при КЗ на линиях, отходящих от этих шин (кроме линий, образующих данную связь, так как при отключении последних связь разрывается). Для одиночной связи, содержащей часть участков с параллельными линиями, остаточное напряжение также проверяется при КЗ на каждой из этих параллельных линий.

В случае нескольких связей между электростанциями или энергосистемами значение остаточного напряжения должно быть проверено на шинах только тех подстанций или электростанций, где соединяются эти связи (на рис. 5.1 ЭС1 и ПС2), при КЗ на связях и на других линиях, питающихся от этих шин и от шин подстанций связи (на рис. 5.1 W4).

Для кольцевых сетей согласно ПУЭ допустимо каскадное отключение поврежденной. Поэтому если для замкнутого кольца  $U_{ост}^{(3)} < 0,6 U_{ном}$ , целесообразно рассчитать  $U_{ост}^{(3)}$  после отключения одной из сторон линии. Так, для схемы на рис. 5.1 при определении возможности использования на линии W1 дистанционной защиты в качестве основной необходимо вычислить остаточное напряжение при трехфазном КЗ в конце зоны действия первой ступени этой защиты, установленной со стороны ЭС1, после отключения КЗ защитой, установленной со стороны ПС2.

Значения остаточных напряжений на шинах электростанций и подстанций определяются одновременно со значениями токов трехфазных КЗ (см. п. 4). В случае необходимости определения остаточного напряжения на шинах при КЗ в определенном месте линии по трем значениям остаточных напряжений (в начале, середине и конце линии) строится кривая изменения этого напряжения в зависимости от месторасположения точки КЗ на линии и затем графически находится искомая величина (рис. 5.10). Остаточное напряжение при каскадном отключении линии можно определить при расчете токов трехфазных КЗ на ЭВМ, задав в расчетном режиме сопротивление между началом линии и местом КЗ, равным сопротивлению срабатывания первой ступени дистанционной защиты ( $0,85 X_L$ ), а сопротивление между местом КЗ и концом линии равным бесконечности. Так, для линии W2 на рис. 5.5 при определении остаточного напряжения на шинах ЭС1 необходимо задать сопротивление между узлом 2 и местом КЗ, равным  $0,85 X$

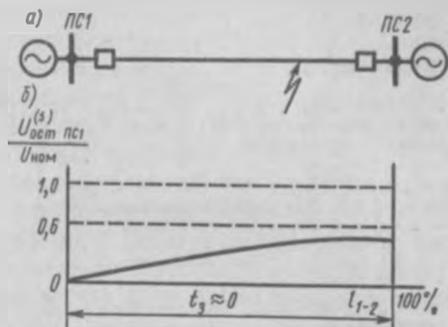


Рис. 5.10. Схемы для определения зоны действия быстродействующей защиты от междуфазных КЗ:

а — исходная схема; б — остаточные напряжения (в относительных единицах) на шинах ПС1 при трехфазных КЗ на линии ПС1 — ПС2

Для одиночных линий с односторонним питанием (W4 на рис. 5.1) рекомендуется применять трехфазные АПВ двукратного действия. На одиночных линиях напряжением 110 кВ и выше с односторонним питанием, для которых в случае неуспешного двукратного трехфазного АПВ допустим переход на длительную работу двумя фазами, предусматриваются пофазное управление разъединителями или выключателями на питающем и приемном концах линии, а также установка реле, включенных на фазные токи и токи нулевой последовательности (для определения вида КЗ и поврежденных фаз). Такой перевод линии в режим длительной работы на двух фазах возможен только в случае устойчивых однофазных КЗ на землю или двухфазных КЗ.

8. Как уже указано в п. 7, оценка необходимости быстроедействия основной защиты от междуфазных КЗ производится на основании уровней остаточных напряжений на шинах электростанций и подстанций при трехфазных КЗ. При этом возможны два характерных случая. 1. Если при замыкании в любой точке линии значение  $U^{(3)}_{ост}$  на шинах электростанции или основной подстанции меньше  $0,6 U_{ном}$ , то для этой линии необходимо применение основной защиты, действующей без выдержки времени. 2. В случае, если  $U^{(3)}_{ост} < 0,6 U_{ном}$  — при коротких замыканиях только на части линии, применяются многоступенчатые защиты. Так, если необходимая зона действия защиты без выдержки времени меньше 85 % длины защищаемой линии, то для нее можно использовать трехступенчатую дистанционную защиту, первая ступень которой имеет сопротивление срабатывания  $0,85 Z_L$  и действует без выдержки времени. Если на линии установлены БАПВ или ОАПВ, то для нее необходимо применение защиты, действующей без выдержки времени при КЗ в любой точке линии.

Выбор одного из видов быстроедействующих защит (дифференциально-фазной с высокочастотной блокировкой, продольной дифференциальной, дистанционной с высокочастотной блокировкой) производится в зависимости от длины защищаемой линии, наличия ранее запроектированных каналов связи, подстанций на ответвлениях и уровня токов КЗ. Для параллельных линий целесообразно применение поперечных дифференциальных токовых направленных защит. Для линии протяженностью меньше 20 км при наличии между концами линии соединительных проводов целесообразно применение продольной дифференциальной защиты типа ДЗЛ-1. Для линий большей протяженности или при отсутствии соединительных проводов возможно использование дифференциально-фазной защиты с высокочастотной блокировкой или дистанционной защиты с высокочастотной блокировкой. При наличии на линии ответвлений токовые пусковые органы дифференциально-фазной защиты необходимо отстраивать от КЗ за трансформаторами подстанций ответвлений. Если это приводит к недопустимому заглублению защиты, то нужно устанавливать на этих подстанциях комплекты

щиты. Для дистанционной защиты с высокочастотной блокировкой в этом случае необходимо ускорить действие вторых ступеней защиты, отстроенных по сопротивлению срабатывания от КЗ за трансформаторами.

Для одиночных тупиковых линий (например, W4, см. рис. 5.1) в качестве основной защиты от междуфазных КЗ может быть применена токовая мгновенная отсечка, отстроенная по току от КЗ за трансформаторами T5—T6 и чувствительная к КЗ в конце линии W4. Неселективность действия отсечки при повреждении в трансформаторе устраняется после АПВ линии (к этому времени поврежденный трансформатор уже отключен от сети).

На стадии курсового проектирования все параметры срабатывания защит (токи, сопотвращения, напряжения) определяются, как правило, в первичных величинах. Исключение составляют защиты, у которых уставки регулируются не плавно, а дискретно (например, дифференциально-фазная) и поэтому должны быть выбраны во вторичных величинах. Кроме того, расчет параметров срабатывания во вторичных величинах необходим для защиты, указанной в задании, для выбора релейной аппаратуры, например типа реле тока. В этом случае необходимо выбрать коэффициент трансформации трансформаторов тока. Номинальный первичный ток трансформатора тока выбирается равным или незначительно превышающим максимальный ток нагрузки линии, указанный в задании. Номинальный вторичный ток трансформаторов тока составляет 5 А или 1 А, причем трансформаторы с номинальным током 1 А применяются, начиная с напряжения 220 кВ, в случае больших расстояний (сотни метров) от их места установки до панелей релейной защиты.

Кроме основных защит необходимо там, где это возможно по условиям чувствительности, предусмотреть токовую мгновенную отсечку от междуфазных КЗ. Она является дополнительной защитой и должна надежно действовать при междуфазных КЗ, когда другие виды защит, в состав которых входят реле направления мощности или направленные реле сопротивления, могут отказать в действии из-за снижения напряжения, подводимого к реле, до нуля (при трехфазных КЗ). Поэтому согласно ПУЭ применение отсечки считается целесообразным тогда, когда хотя бы в одном из расчетных режимов при КЗ в начале линии обеспечивается коэффициент чувствительности не менее 1, 2. Отсечка по указанным причинам выполняется ненаправленной и отстраивается от максимального тока через защиту при внешних КЗ в двух случаях; при КЗ в конце защищаемой линии (считается от места установки защиты) и при КЗ на шинах подстанции или электростанции в месте установки защиты, так называемом КЗ «за спиной» у защиты.

Для линий с двусторонним питанием в ряде случаев (при качании генераторов, выходе их из синхронизма, несинхронном АПВ защищаемой линии) возможно расхождение угла между ЭДС ге-

нераторов двух частей энергосистем до  $180^\circ$  и появление больших уравнительных токов. Поэтому необходимо предусмотреть отстройку тока срабатывания отсечки от уравнительного тока. Так, линий  $W2$  и  $W3$  на рис. 5.1 такой режим возможен при АПВ этих линий в случае отключенной для ремонта линии  $W1$ .

9. Выбор резервной защиты от междуфазных коротких замыканий во многом зависит от вида основной защиты. Если в качестве основной защиты используется дистанционная, то функция резервной защиты выполняет ее третья ступень. Продольная дифференциальная и дифференциально-фазная защиты, как правило дополняются резервными дистанционными защитами.

Резервная защита на параллельных линиях может включаться на сумму токов обеих линий, поскольку она действует на их выключатели. В этих случаях часто применяется трехступенчатая дистанционная защита. Тогда первая ступень защиты, действующая без выдержки времени, вводится только при отключении одной из линий, что выполняется автоматически за счет соответствующего включения блок-контактов выключателей. Резервная защита, как правило, должна быть чувствительна к коротким замыканиям в конце смежного участка.

10. Функции основных и резервных защит от коротких замыканий на землю осуществляют токовые многоступенчатые защиты нулевой последовательности [5.1, 5.2]. Некоторые ступени в случае необходимости выполняются направленными. Для оценки зон действия отдельных ступеней защиты, а в ряде случаев и для выбора их токов срабатывания строятся кривые спада тока  $3I_0^{(1)}$  при однофазных коротких замыканиях на линии. На рис. 5.12 приведен пример таких кривых, построенных для каждой линии по трем точкам, соответствующим первичным токам  $3I_0^{(1)}$ , проходящим через трансформаторы тока данной защиты. При этом точка короткого замыкания на шинах подстанции условно переносится на линию за выключатель. Так, при коротком замыкании в точке 2 через защиту 2 проходит полный ток короткого замыкания без учета тока ветви 4 (см. рис. 5.6); в точке 3 — ток ветви 7; в точках 4, 6 — ток ветви 9. Аналогично, при коротком замыкании в точке 5 через защиту 6 проходит полный ток короткого замыкания без учета тока ветви 11, в точке 5 — ток ветви 13, в точке 6 — ток ветви 15. На рис. 5.12, в показаны зоны действия отдельных ступеней защит в основном режиме. Цифры в кружках, как указывалось, соответствуют номерам защит, а верхние индексы у цифр — ступеням защит.

При выборе тока срабатывания первых ступеней токовых защит нулевой последовательности расчетным видом повреждения при  $X_{1z} < X_{0z}$  является однофазное короткое замыкание на землю, при  $X_{0z} < X_{1z}$  — двухфазное короткое замыкание на землю.

Для защиты одиночной тупиковой линии ( $W4$ , см. рис. 5.1) применяется одноступенчатая токовая мгновенная защита нулевой по-

следовательности, отстроенная от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при трехфазном коротком замыкании на трансформаторах.

11. При составлении принципиальной схемы релейной защиты и автоматики целесообразно использовать типовые схемы [5.5]. Как правило, схема выполняется развернутой. Перед выбором аппаратуры необходимо выбрать коэффициент трансформации трансфор-

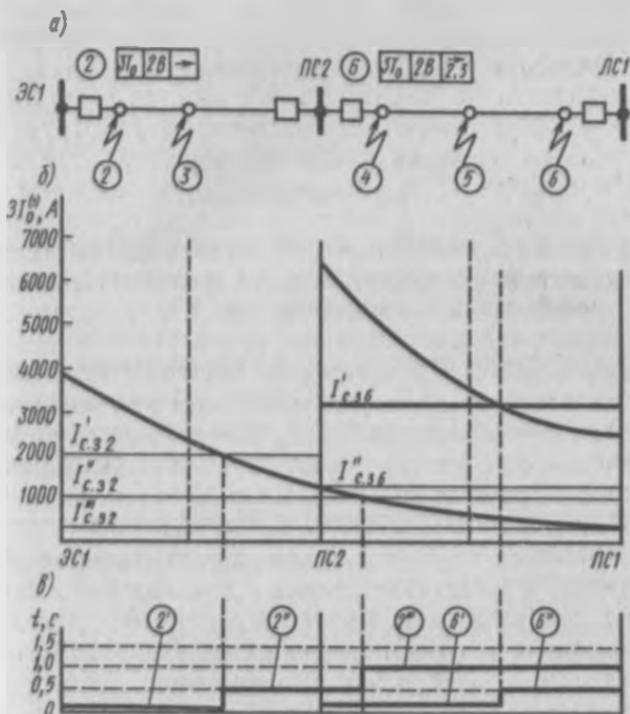


Рис. 5.12. К расчету токовых защит нулевой последовательности:

а — схема участка сети; б — кривые спада тока нулевой последовательности при однофазных КЗ; в — временные характеристики защит

маторов тока. Номинальный первичный ток трансформатора тока должен быть больше максимального тока нагрузки линии. При выборе типов реле должна быть проверена их термическая устойчивость в случае близких коротких замыканий [5.6].

12. Согласно ПУЭ погрешность по току ТТ, используемых для релейной защиты, не должна превышать 10%. Кроме того, в целях предотвращения отказов защиты при КЗ в начале защищаемой зоны погрешность по току ТТ:

а) по условию исключения повышенной вибрации контактов реле тока или направления мощности не должна превышать значений, допустимых для выбранного тока реле [5.6];

б) по условию предельно допустимой для реле направления мощности или направленных реле сопротивления для обеспечения их направленности [5.7] не должна превышать 50 %.

Выбор сечения соединительных проводов токовых цепей по условию обеспечения работы ТТ с погрешностью менее 10 % производится следующим образом. Находится предельная [5.2] кратность  $K_{10}$  тока  $I_{1 \text{ макс}}$ , при котором нужно обеспечить работу ТТ с погрешностью, меньшей 10 % по отношению к номинальному току ТТ:

$$K_{10} = \frac{n I_{1 \text{ макс}}}{I_{\text{перв. ном ТТ}}}, \quad (5.1)$$

где  $n$  — коэффициент, зависящий от вида защиты и времени ее действия;  $I_{\text{макс}}$  — максимальный ток, по которому проверяется ТТ;  $I_{\text{перв. ном ТТ}}$  — номинальный первичный ток ТТ.

Т а б л и ц а 5.7. Определение величин  $I_{1 \text{ макс}}$  и  $n$  для различных видов защит

Виды защит	$I_{1 \text{ макс}}$	Время действия защиты, с	$n$
Максимальная токовая с независимой выдержкой и токовая отсечка	$1,1 I_{c.з}$	Любое	1,2—1,3
Максимальная токовая с зависимой выдержкой времени	Максимальное значение $I_{\text{к}}$ ( $I_{\text{к. макс}}$ ), при котором производится согласование защиты по времени	>	1,2—1,3
Любые направленные защиты	$I_{\text{к. макс}}$ в конце первой зоны или в конце защищаемого участка	$t_{c.з} \leq 0,5$ $t_{c.з} > 0,5$	1,8—2 1,2—1,3
Дифференциальные защиты с быстроснабжающимися трансформаторами тока	$I_{\text{к. макс}}$ при КЗ вне зоны защиты	$t_{c.з} \leq 0,5$	1,2—1,3
Дифференциальные защиты без быстроснабжающихся трансформаторов тока	$I_{\text{к. макс}}$ при КЗ вне зоны защиты	$t_{c.з} \leq 0,5$ $t_{c.з} > 0,5$	1,8—2 1,4—1,3
Дифференциально-фазная высокочастотная защита	$I_{\text{к. макс}}$ в месте установки защиты	$t_{c.з} < 0,5$	1,6—1,3
Направленная дистанционная защита	$I_{\text{к. макс}}$ в конце 1-й зоны	$t_{c.з} \leq 0,5$ $t_{c.з} > 0,5$	1,4—1,3 1,2—1,3
Любые устройства, не требующие точности трансформации тока	$I_{\text{к. макс}}$ , при которых проверяется работа устройства	Любое	1,2—1,3

В табл. 5.7 приведены пояснения к определению  $I_{1 \text{ макс}}$  и  $n$  в зависимости от тока срабатывания защиты ( $I_{с.з}$ ) и максимального тока КЗ ( $I_{к. \text{ макс}}$ ).

Для выбранного типа ТТ по кривой предельных кратностей в зависимости от расчетного значения  $K_{10}$  определяется максимально допустимое значение сопротивления нагрузки  $z_{\text{нагр. доп}}$  [5.7]. Далее составляется схема замещения токовых цепей защиты, куда входят сопротивления реле в фазных и нулевом проводах вторичных цепей, а также сопротивления соединительных проводов, и определяется сопротивление нагрузки ТТ. Оно зависит от схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле, а также от вида КЗ [5.7]. Так, для соединения в полную «звезду»:

при трехфазных КЗ

$$z_{\text{нагр}}^{(3)} = z_{р.ф} + r_{пр}; \quad (5.2)$$

при однофазных КЗ на землю

$$z_{\text{нагр}}^{(1)} = z_{р.ф} + z_{р.н} + 2r_{пр}, \quad (5.3)$$

где  $z_{р.ф}$ ,  $z_{р.н}$  — соответственно суммарные сопротивления реле в цепи одной фазы и в нулевом проводе;  $r_{пр}$  — сопротивление соединительного провода от ТТ до реле.

Допустимое сопротивление провода не должно превышать: при трехфазных КЗ

$$r_{пр. \text{ доп}}^{(3)} \leq z_{\text{нагр. доп}}^{(3)} - z_{р.ф}; \quad (5.4)$$

при однофазных КЗ на землю

$$r_{пр. \text{ доп}}^{(1)} \leq 0,5 (z_{\text{нагр. доп}}^{(1)} - z_{р.ф} - z_{р.н}). \quad (5.5)$$

Если в цепи вторичной обмотки ТТ есть защиты, включенные на фазные токи, и защиты в цепи нулевого провода, то  $r_{пр. \text{ доп}}^{(3)}$  и  $r_{пр. \text{ доп}}^{(1)}$  находятся отдельно и из двух значений  $r_{пр. \text{ доп}}$  выбирается меньшее, которое используется при определении расчетного сечения соединительных проводов

$$F_{пр. \text{ расч}} \geq l \rho r_{пр. \text{ доп}}, \quad (5.6)$$

где  $l$  — расстояние от ТТ до реле защиты;  $\rho$  — удельное сопротивление проводов (для меди  $\rho = 1,75 \cdot 10^{-8}$  Ом·м, для алюминия —  $\rho = 2,8 \cdot 10^{-8}$  Ом·м).

Значение  $F_{пр}$  округляется до большего стандартного сечения (2,5; 4; 6; 10 мм<sup>2</sup>). Если  $F_{пр. \text{ расч}}$  превышает 10 мм<sup>2</sup>, то применяется параллельное соединение проводов для одной цепи.

Для проверки ТТ на предельную допустимую токовую погрешность  $f_{\text{доп}}$  и в случае необходимости выбора сечения соединительных проводов по этому условию вначале определяется максимальная кратность тока  $K_{\text{макс}}$  при максимальном токе, идущем через защиту (например, для защиты 2 на рис. 5.12 — при КЗ в точке 2).

Далее определяется расчетная кратность  $K'_{расч}$ , по которой следует проверить значение  $z_{нагр.доп}$  по кривой предельных кратностей:

$$K'_{расч} = K_{макс} / A, \quad (5.7)$$

где  $A$  — коэффициент, зависящий от токовой погрешности ТТ (рис. 5.13).

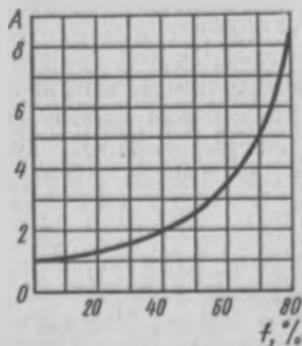


Рис. 5.13. Зависимость коэффициента  $A$  от токовой погрешности трансформатора тока

Если  $K'_{расч} > K_{10}$ , то  $z_{нагр.доп}$  определяется при  $K'_{расч}$ ; при необходимости сечение проводов токовых цепей увеличивается. В случае, когда  $K'_{расч} < K_{10}$ , в качестве расчетной сохраняется кратность  $K_{10}$ .

13. В пояснительную записку должны быть включены расчеты по выбору видов защит и автоматики и их параметров срабатывания, а также обоснование этого выбора. Все расчеты необходимо стремиться сводить в таблицы. В пояснительной записке приводится также схема размещения выбранных видов защит и автоматики [5.4]. Пример выполнения ее приведен на рис. 5.14. Рядом с обозначениями отдельных за-

щит [5.4] можно показать их параметры срабатывания (в первичных величинах).

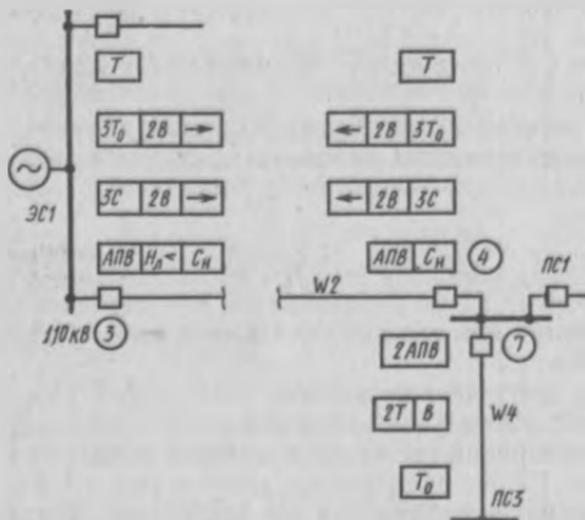


Рис. 5.14. Схема размещения устройств релейной защиты и автоматики

## § 5.3. Дипломное проектирование

В дипломном проектировании кроме выбора видов релейной защиты и автоматики решаются вопросы, связанные с выбором схемы соединений защищаемого объекта, входящего в проектируемую сеть, а также элементов, входящих в его состав. Рекомендуется в качестве такого объекта принимать подстанцию.

При выдаче задания руководитель дипломного проекта приводит исходные данные, делит содержание проекта на ряд основных вопросов и указывает последовательность их решения, а также необходимый объем графического материала. Ниже дается пример задания для наиболее распространенной из тем.

### Задание 1

**Тема проекта:** Разработка релейной защиты и автоматики сети 220 кВ и входящей в нее подстанции.

#### Исходные данные к проекту

1. Схема электрической сети 220 кВ (рис. 5.15).
2. Мощности короткого замыкания на шинах энергосистемы в максимальном и минимальном режимах.
3. Мощности элементов системы, длины и тип проводов линий электропередачи.
4. Максимальные токи нагрузки линий электропередачи (300 А для всех линий).
5. Виды потребителей, питающихся от шин проектируемой подстанции, и их количественные характеристики.

#### Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень вопросов, подлежащих разработке)

1. Выбор схемы электрических соединений подстанции.
2. Расчеты токов КЗ.
3. Выбор аппаратуры подстанции.
4. Выбор видов линейной автоматики.
5. Выбор видов релейной защиты для сети 220 кВ и расчет ее параметров.
6. Выбор релейной защиты для элементов подстанции и расчет ее параметров.
7. Техничко-экономическая часть.
8. Вопросы охраны труда.



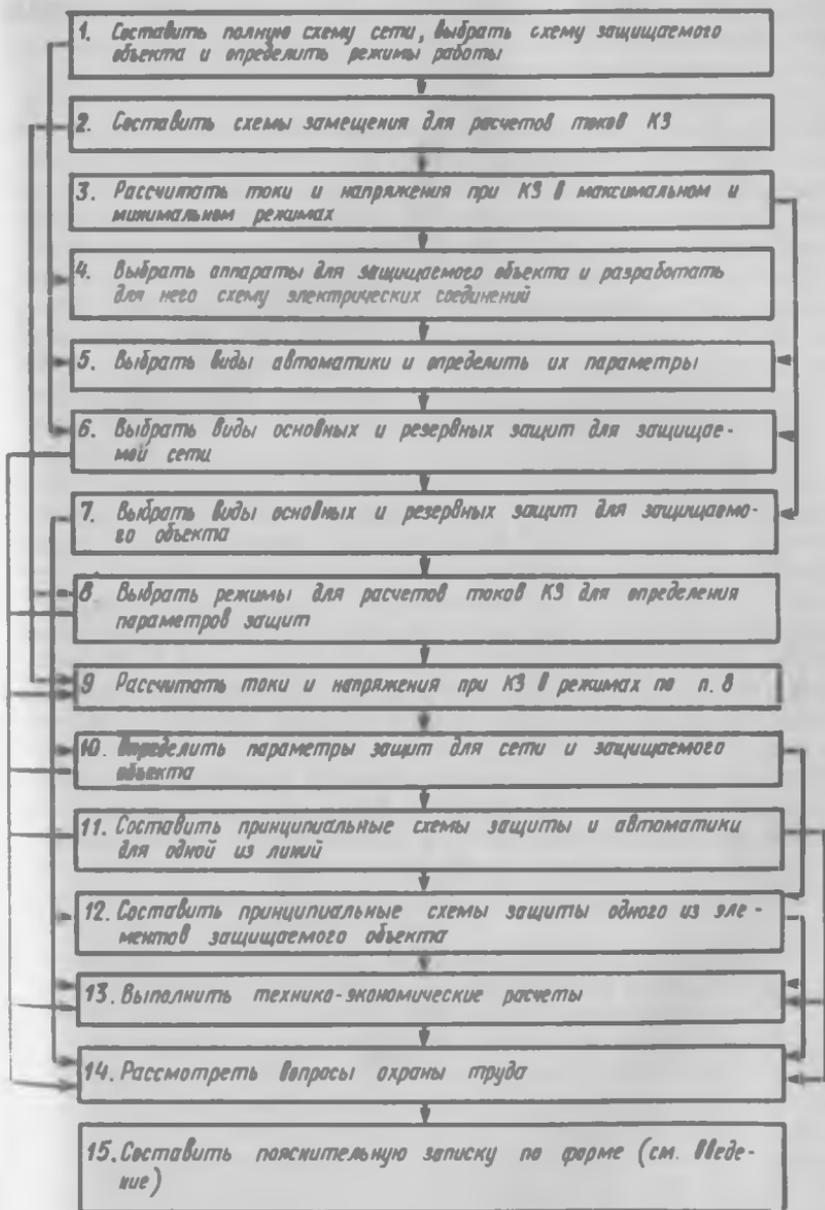


Рис. 5.16. Алгоритм выполнения дипломного проекта

750 кВ с потребителями первой категории обычно устанавливают два трансформатора (автотрансформатора). Выбор мощности трансформаторов производится с учетом требований к надежности электроснабжения, характера графиков нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок по ГОСТ 14209—85.

Выбор схемы соединений подстанции на высшем напряжении определяется числом линий на этом напряжении, подходящих к проектируемой подстанции, и требованиями к надежности электроснабжения потребителей, питающихся от данной подстанции. Для повышения надежности электроснабжения предусматриваются две системы шин с возможностью подключения питающих линий, связанных с источниками энергии, на разные системы шин. В справочнике МЭИ [1.22] приведены перечень типовых схем подстанций на высшем напряжении и область их применения.

При наличии на защищаемом объекте напряжения 110 кВ вопросы относительно заземления нейтрали обмоток трансформаторов на этом напряжении решаются в соответствии с указаниями п. 1 алгоритма курсового проекта.

На низшем напряжении подстанций 6—10 кВ, как правило, применяется одиночная секционированная система шин с раздельной работой секций. При необходимости ограничения тока КЗ для установки выключателей с определенным предельным отключающим током применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, а также предусматривается включение ■■■-нарных или сдвоенных групповых реакторов в цепи 6—10 кВ трансформаторов. Типовые схемы подстанций на стороне низшего напряжения приведены в [1.22].

2. Для протяженных высоковольтных линий схемы замещения составляются с учетом емкостных проводимостей линий и узлов ■■■-противлений элементов схемы, а в остальном выполняется аналогично п. 2 и 3 алгоритма курсового проекта.

3. Выполняется аналогично п. 4 и 5 алгоритма курсового проекта.

4. Выбор электрических аппаратов для проектируемой подстанции производится на основании сформулированных для расчетных условий по нормальным и кратковременным режимам работы этих аппаратов и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого электрооборудования\*. Методика выбора аппаратов приведена в § 1.6 данного пособия и в [1.22].

5. Выполняется аналогично п. 7 алгоритма курсового проекта.

6. Выполняется аналогично п. 8, 9, 10 алгоритма курсового проекта.

\* См.: Электротехнический справочник. В 3 т. Т2. Электротехническое оборудование и устройства. М., 1986.

7. Выполняется в соответствии с указаниями, приведенными в [1.22], в руководящих указаниях\* и учебной литературе\*\*.

8. Выполняется аналогично п. 1 алгоритма курсового проекта.

9. Выполняется аналогично п. 4 и 5 алгоритма курсового проекта.

10. При выборе параметров защит необходимо определить вторичные параметры срабатывания (уставки) всех элементов каждой защиты, а также провести полную проверку чувствительности защиты. Так, для многоступенчатой токовой защиты нулевой последовательности кроме чувствительности по току проверяется чувствительность реле направления мощности. Для дистанционной защиты выбираются уставки реле сопротивления и комплекта блокировки при качаниях и проверяется их чувствительность (для реле сопротивления и по току точной работы).

Для всех защит, у которых посредством отключающих и переключающих устройств (накладок) задается определенная программа работы логической части, выполняются соответствующие расчеты и принимается решение относительно этой программы. Так, для дистанционной защиты определяются необходимость блокировки при качаниях отдельных ее ступеней и допустимость фиксации срабатывания второй ступени защиты [5.1, 5.6, 5.7].

11—12. Выполняются аналогично п. 11 алгоритма курсового проекта.

13. При одинаковой эффективности нескольких вариантов выполнения релейной защиты и автоматики можно сравнить их по сметной стоимости оборудования и материалов, а также по трудозатратам на организацию эксплуатации [5.4]. Предпочтение должно быть отдано более простому и дешевому варианту.

14. В зависимости от принятых проектных решений рассматриваются следующие вопросы охраны труда;

1) определение напряжений на выводах вторичных обмоток трансформаторов тока при обрыве в цепи нагрузки;

2) порядок выполнения различного рода проверок устройств релейной защиты и автоматики\*\*\*;

3) расчет контура заземления на одной из подстанций;

4) расчет уровня освещенности в помещении главного щита управления.

15. Пояснительная записка составляется по указаниям, приведенным во введении.

\* Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов 110—500 кВ. Схемы. М., 1985; Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ. Расчеты. М., 1985.

\*\* См.: Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. М., 1985.

\*\*\* См.: Мусазли Э. С. Наладка и испытания электрооборудования электростанций и подстанций. М., 1986.

## дание 2

**Тема проекта:** Разработка устройства защиты от перегрузки на кроэлектронных элементах для электродвигателей.

### Исходные данные к проекту

1. Требуемая характеристика срабатывания устройства (зависимость времени срабатывания от входного тока).
2. Диапазон вторичных номинальных токов электродвигателя.
3. Максимальный вторичный ток через устройство.
4. Температурный диапазон окружающей среды.
5. Требуемая точность действия устройства.
6. Вид источника оперативного тока и отклонение его параметров от номинальных значений.
7. Вид выходного сигнала при срабатывании устройства и его параметры.
8. Дополнительные технические требования к устройству (максимально допустимая мощность, потребляемая по цепи переменного тока при номинальном вторичном токе; максимально допустимые бариты устройства, способ регулировки параметров срабатывания; необходимость автоматического или полуавтоматического контроля работоспособности устройства).

### Содержание расчетно-пояснительной записки

1. Режимы перегрузки электродвигателей и причины их возникновения. Обоснование целесообразности выполнения защиты от перегрузки.
2. Анализ известных принципов выполнения устройства защиты от перегрузки, выбор принципа выполнения разрабатываемого устройства.
3. Составление структурной схемы устройства.
4. Разработка принципиальной схемы устройства и анализ условий ее действия.
5. Выбор параметров элементов схемы устройства.
6. Результаты экспериментальной проверки устройства.
7. Техничко-экономический расчет стоимости устройства, эффективности его применения для электродвигателей, его мощности и назначения.
8. Вопросы охраны труда при эксплуатации устройства.

2. Принципиальная схема устройства — 1 лист.
3. Схемы отдельных узлов — 2 листа.
4. Схемы и графики, поясняющие принцип действия устройства — 2—3 листа.

### Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 5.17

1. Определяется назначение разрабатываемого устройства. Находятся режимы защищаемого объекта, относящиеся к областям срабатывания и несрабатывания устройства, и формулируются основные технические требования к устройству. Анализируются известные принципы выполнения устройства и определяются их недостатки с целью их возможного устранения в процессе разработки нового устройства.

2. При составлении полного объема технических требований к устройству учитывают исходные данные к проекту, требования, сформулированные в процессе выполнения п. 1, а также ГОСТы на реле защиты. Некоторые технические параметры определяются по аналогии с существующими устройствами, близкими по выполняемым функциям. Новое устройство по своим параметрам должно быть не хуже известных [5.5]. Однако если один или несколько его технических показателей нужно существенно улучшить, то может быть допущено некоторое ухудшение других показателей, но в пределах величин, указанных в задании на проектирование.

3. На основании определенных в п. 1 основных технических требований к устройству составляются математические выражения, характеризующие его действие. Они представляют собой условия срабатывания устройства и возврата его в исходное состояние, выраженные через функцию входных величин и времени. Для логической части устройства составляется алгоритм ее действия, записанный в виде математических выражений с применением алгебры логики [5.9].

4. Составляется структурная схема устройства, в которой реализуются все математические зависимости. Все узлы будущего устройства показываются в общем виде, например преобразователь входного переменного тока в постоянное напряжение, нуль-орган, счетчик и т. д. [5.10].

5. При разработке принципиальной схемы устройства необходимо определить технические требования, удовлетворение которых представляет наибольшие трудности, и уделить основное внимание узлу, к которому относятся эти требования. Как правило, улучшение одних технических показателей получается за счет ухудшения других. Так, например, для бесконтактного реле тока при одно-по-

Ниже приводится пример одного из возможных заданий.

## Задание 2

**Тема проекта:** Разработка устройства защиты от перегрузки на микроэлектронных элементах для электродвигателей.

### Исходные данные к проекту

1. Требуемая характеристика срабатывания устройства (зависимость времени срабатывания от входного тока).
2. Диапазон вторичных номинальных токов электродвигателя.
3. Максимальный вторичный ток через устройство.
4. Температурный диапазон окружающей среды.
5. Требуемая точность действия устройства.
6. Вид источника оперативного тока и отклонение его параметров от номинальных значений.
7. Вид выходного сигнала при срабатывании устройства и его параметры.
8. Дополнительные технические требования к устройству (максимально допустимая мощность, потребляемая по цепи переменного тока при номинальном вторичном токе; максимально допустимые габариты устройства, способ регулировки параметров срабатывания; необходимость автоматического или полуавтоматического контроля работоспособности устройства).

### Содержание расчетно-пояснительной записки

1. Режимы перегрузки электродвигателей и причины их возникновения. Обоснование целесообразности выполнения защиты от перегрузки.
2. Анализ известных принципов выполнения устройства защиты от перегрузки, выбор принципа выполнения разрабатываемого устройства.
3. Составление структурной схемы устройства.
4. Разработка принципиальной схемы устройства и анализ условий ее действия.
5. Выбор параметров элементов схемы устройства.
6. Результаты экспериментальной проверки устройства.
7. Техничко-экономический расчет стоимости устройства и оценка эффективности его применения для электродвигателей различной мощности и назначения.
8. Вопросы охраны труда при эксплуатации устройства.

1. Структурная схема устройства — 1 лист.
2. Принципиальная схема устройства — 1 лист.
3. Схемы отдельных узлов — 2 листа.
4. Схемы и графики, поясняющие принцип действия устройства — 2—3 листа.

Пояснения по выполнению алгоритма, приведенного на рис. 5.17

1. Определяется назначение разрабатываемого устройства. Находятся режимы защищаемого объекта, относящиеся к областям срабатывания и несрабатывания устройства, и формулируются основные технические требования к устройству. Анализируются известные принципы выполнения устройства и определяются их недостатки с целью их возможного устранения в процессе разработки нового устройства.
2. При составлении полного объема технических требований к устройству учитывают исходные данные к проекту, требования, сформулированные в процессе выполнения п. 1, а также ГОСТы на реле защиты. Некоторые технические параметры определяются по аналогии с существующими устройствами, близкими по выполняемым функциям. Новое устройство по своим параметрам должно быть не хуже известных [5.5]. Однако если один или несколько его технических показателей нужно существенно улучшить, то может быть допущено некоторое ухудшение других показателей, но в пределах величин, указанных в задании на проектирование.
3. На основании определенных в п. 1 основных технических требований к устройству составляются математические выражения, характеризующие его действие. Они представляют собой условия срабатывания устройства и возврата его в исходное состояние, выраженные через функцию входных величин и времени. Для логической части устройства составляется алгоритм ее действия, записанный в виде математических выражений с применением алгебры логики [5.9].
4. Составляется структурная схема устройства, в которой реализуются все математические зависимости. Все узлы будущего устройства показываются в общем виде, например преобразователь входного переменного тока в постоянное напряжение, нуль-орган, счетчик и т. д. [5.10].
5. При разработке принципиальной схемы устройства необходимо определить технические требования, удовлетворение которых представляет наибольшие трудности, и уделить основное внимание узлу, к которому относятся эти требования. Как правило, улучшение одних технических показателей получается за счет ухудшения других. Так, например, для бесконтактного реле тока при одно-

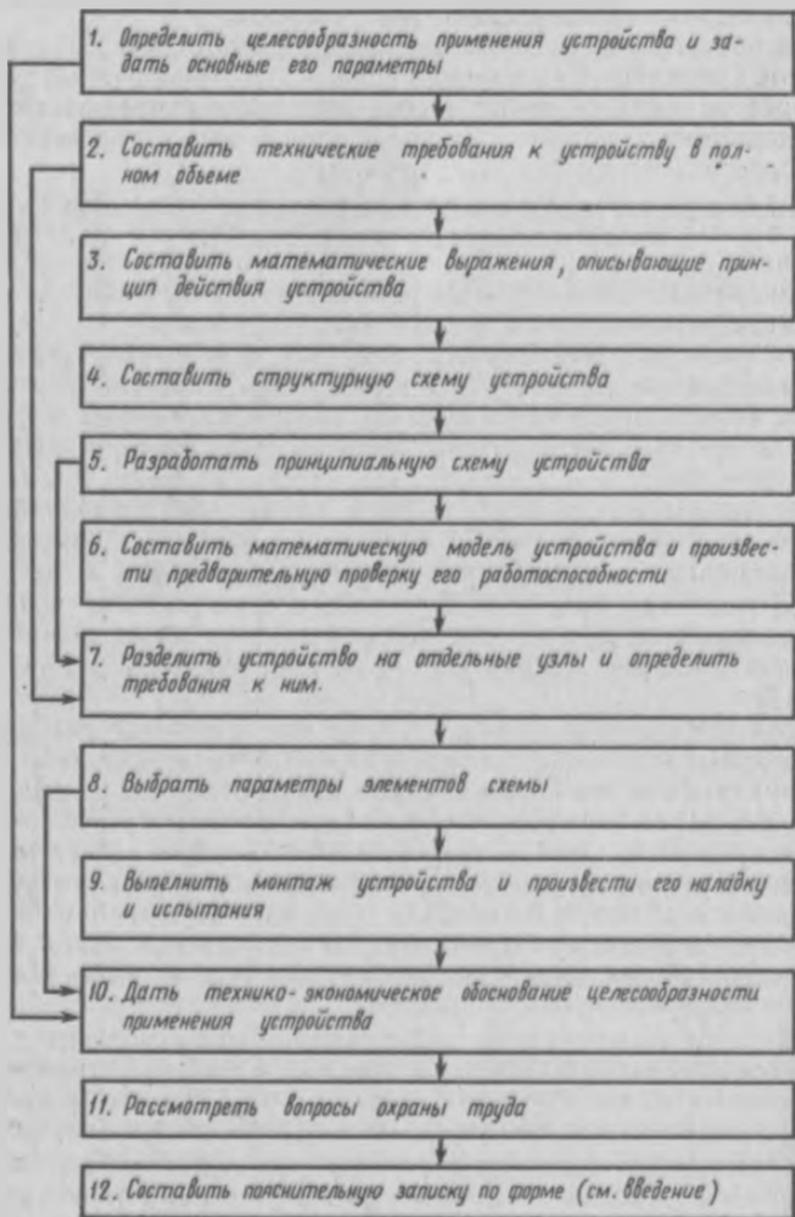


Рис. 5.17. Алгоритм выполнения дипломного проекта с научно-исследовательским уклоном

дупериодном выпрямлении схема получается проще, чем при полупериодном. Однако при этом требуется большая емкость сглаживания, что снижает быстродействие реле.

Таким образом, первоначальная разработка схемы сводится к совместной реализации нескольких взаимно противоречивых технических требований. Остальные требования, мало связанные между собой, удовлетворяются сравнительно просто путем соответствующего выбора параметров элементов схемы.

При разработке принципиальной схемы устройства определяются узлы, в которых будет производиться регулировка параметров устройства, и предусматриваются необходимые элементы световой индикации. Кроме того, решаются вопросы автоматического или ручного автоматического контроля исправности устройства.

6. Для проверки работоспособности устройства составляются математические выражения, характеризующие действие основных узлов. В данном случае, в отличие от математических выражений по п. 3, должны быть учтены вопросы обеспечения точности действия устройства и его работоспособности во всем диапазоне входных величин. Например, для схем, использующих операционные усилители, необходимо, чтобы минимальные значения входных напряжений на грани срабатывания узла были с запасом (один-два порядка) больше напряжения смещения этих усилителей, а максимальные входные напряжения — с запасом меньше допустимых входных напряжений для данного типа усилителей [5.10—5.12].

7. Для удобства выполнения расчетов все устройство разбивается на отдельные органы, а последние — на более мелкие узлы. Более четко формулируются требования к каждому органу и к каждому узлу, на основании которых и определяются параметры их элементов. Относительно большой объем требований предъявляется только к тем узлам, которые определяют основные технические характеристики органа. Это, как правило, входной, выходной и один из промежуточных узлов. Для остальных же узлов необходимо лишь их согласование с предыдущим и последующими узлами.

8. Основным условием при выборе параметров элементов является обеспечение воспроизводимости устройства и надежности его работы. Это значит, что любой экземпляр устройства, собранный по разработанной схеме из заданных элементов, должен правильно действовать при всех определенных в проекте условиях проектирования. Поэтому на данной стадии проектирования целесообразно отказаться от ряда допущений, принятых при выполнении п. 6. Необходимо также ввести в расчет возможные отклонения параметров элементов в процессе их производства, изме-

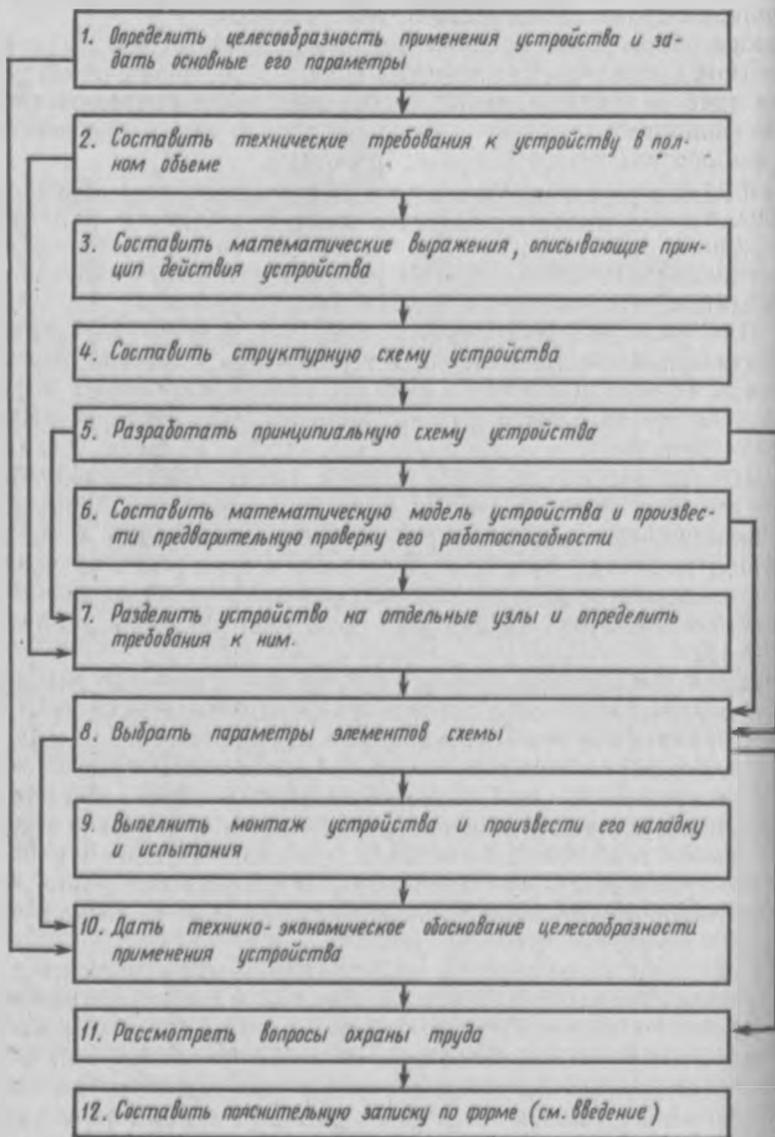


Рис. 5.17. Алгоритм выполнения дипломного проекта с научно-исследовательским уклоном

дупериодном выпрямлении схема получается проще, чем при двухпериодном. Однако при этом требуется большая емкость для сглаживания, что снижает быстродействие реле.

Таким образом, первоначальная разработка схемы сводится к совместной реализации нескольких взаимно противоречивых технических требований. Остальные требования, мало связанные между собой, удовлетворяются сравнительно просто путем соответствующего выбора параметров элементов схемы.

При разработке принципиальной схемы устройства определяются узлы, в которых будет производиться регулировка параметров устройства, и предусматриваются необходимые элементы световой индикации. Кроме того, решаются вопросы автоматического или полуавтоматического контроля исправности устройства.

6. Для проверки работоспособности устройства составляются математические выражения, характеризующие действие основных его узлов. В данном случае, в отличие от математических выражений по п. 3, должны быть учтены вопросы обеспечения точности действия устройства и его работоспособности во всем диапазоне входных величин. Например, для схем, использующих операционные усилители, необходимо, чтобы минимальные значения входных напряжений на грани срабатывания узла были с запасом (один-два порядка) больше напряжения смещения этих усилителей, а максимальные входные напряжения — с запасом меньше допустимых входных напряжений для данного типа усилителей [5.10—5.12].

7. Для удобства выполнения расчетов все устройство разбивается на отдельные органы, а последние — на более мелкие узлы. Далее формулируются требования к каждому органу и к каждому узлу, на основании которых и определяются параметры их элементов. Относительно большой объем требований предъядвляется только к тем узлам, которые определяют основные технические характеристики органа. Это, как правило, входной, выходной и иногда один из промежуточных узлов. Для остальных же узлов необходимо лишь их согласование с предыдущим и последующим узлами.

8. Основным условием при выборе параметров элементов схемы является обеспечение воспроизводимости устройства и надежности его работы. Это значит, что любой экземпляр устройства, собранный по разработанной схеме из заданных элементов, должен правильно действовать при всех определенных в начале проектирования условиях. Поэтому на данной стадии проектирования целесообразно отказаться от ряда допущений, принятых при выполнении п. 6. Необходимо также ввести в расчет возможный разброс параметров элементов в процессе их производства, изменение их во времени и от воздействия внешних условий (в основном температуры). Кроме того, учитываются возможные отклонения уровней питающих напряжений.

Расчет начинается с узлов, определяющих основные параметры и ведется в последовательности, задаваемой структурной схемой органа.

9. После монтажа спроектированного устройства проводятся ее наладка и испытания. Целью испытаний является установление соответствия характеристик устройства заданным техническим требованиям. Вследствие чрезмерных упрощений, принятых в процессе расчета, или неучета каких-либо дополнительных факторов характер работы устройства может значительно отличаться от заданного в начале проектирования. Тогда устанавливаются объем изменений вносимых в схему, выполняются дополнительные расчеты, изменяется схема и продолжают испытания. Перед испытаниями составляется программа. Ее начальные пункты должны предусматривать проверку работоспособности устройства. Затем проверяют отдельные параметры устройства. Такой порядок испытаний целесообразен потому что лишь при постепенном удовлетворении основных требований (для чего, возможно, придется внести изменения в схему) возможна проверка более «тонких» требований.

При испытаниях должны последовательно проверяться технические требования, исходя из которых разработано устройство. Часто в начале испытаний выявляют неработоспособность устройства, например, за счет некачественного монтажа или ошибок при его выполнении. Тогда испытаниям предшествует наладка устройства. Кроме того, наладка (точнее, настройка) нужна и для придания устройству соответствующих характеристик, которые нельзя обеспечить без регулировки, например смещение характеристики направленного реле сопротивления в I квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

10. Для технико-экономического обоснования целесообразности применения разработанного устройства подсчитывается его ориентировочная стоимость и сравнивается с величиной ущерба, возможного при отсутствии данного устройства [5.4].

11. В вопросах охраны труда рассматриваются особенности выполнения схемы, связанные с наличием в ней заряженных до высоких напряжений конденсаторов (установка разрядных резисторов), последовательность испытания устройства, требования к применяемой при испытаниях модели защищаемого объекта с точки зрения охраны труда.

12. Пояснительная записка составляется по указаниям, приведенным во введении.

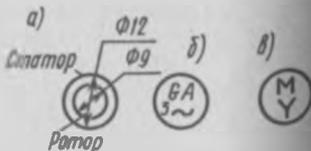
### Список литературы

- 5.1. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: 1976.
- 5.2. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. М., 1984.
- 5.3. Автоматика электроэнергетических систем/Алексеев О. П., Казанский В. Б., Козис В. Л. и др. М., 1981.

- 5.4. Барзам А. Б. Общие вопросы учебного проектирования релейной защиты и автоматики. М., 1969.
- 5.5. Реле защиты/Алексеев В. С. и др. М., 1976.
- 5.6. Удрис А. П. Релейная защита воздушных линий 110—220 кВ типа ПЗ—1636. М., 1988.
- 5.7. Устройства дистанционной и токовой защиты типов ШДЭ 2801 ШДЭ 2802/Бирг А. Н., Нудельман Г. С., Федоров Э. К. и др. М., 1988.
- 5.8. Королев Э. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. М., 1980.
- 5.9. Элементы автоматических устройств/Фабрикант В. Л., Глухов В. И., Шаперно Л. Б., Путиньш В. Я. М., 1981.
- 5.10. Паперно Л. Б. Проектирование устройств релейной защиты на бесконтактных элементах. М., 1979.
- 5.11. Темкина Р. В. Измерительные органы релейной защиты на интегральных микросхемах. М., 1985.
- 5.12. Ванин В. К., Павлов Г. М. Релейная защита на элементах аналоговой вычислительной техники. Л., 1983.

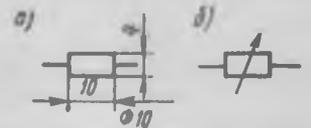
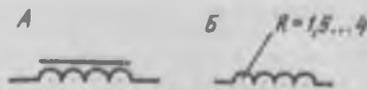
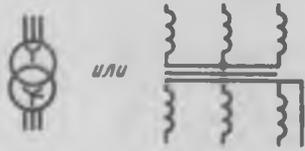
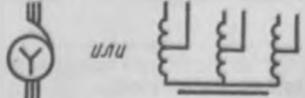
## § 6.1. Графические обозначения элементов схем

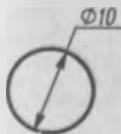
Таблица 6.1. Условные обозначения элементов схем (ГОСТ 2.722—68—2.755—74 \*\*)

Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710—81)	Обозначения
А. Ток постоянный Б. Ток переменный, общее обозначение	
Линия электрической связи или провод, общее обозначение (W)	
Ответвление от линии электрической связи	
Отводы (отпайки) от шин	
Главные шины (AM) А. Заземление Б. Корпус (машины, аппарата, прибора)	
Машина электрическая (G): а — общее обозначение (внутри окружности можно указать род машины, род тока, число фаз или вид соединения обмоток); б — трехфазный генератор переменного тока (GA); в — двигатель с соединением обмоток в «звезду» (M)	

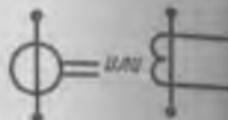
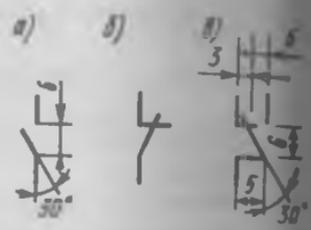
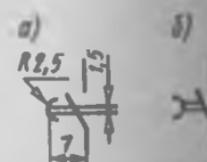
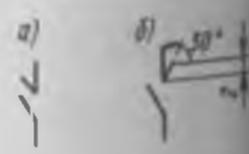
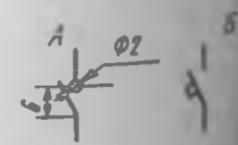
\* Данные получены по многим справочникам (в основном [1.5; 1.10; 1.22]), последним ГОСТам, материалам проектных организаций, учебников, учебных пособий и из другой литературы.

\*\* Обозначения условные графические в схемах. М., 1985.

Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710—81)	Обозначения
<p>Резистор:  <i>a</i> — постоянный (активное сопротивление) (<i>RG</i>);  <i>б</i> — переменный (<i>R</i>)</p>	
<p>Реактор (<i>LR</i>)</p>	
<p>А Дроссель с ферромагнитным сердечником (<i>L</i>)  Б Катушка индуктивности (реактивное сопротивление) (<i>L</i>)</p>	
<p>Конденсатор постоянной емкости, общее обозначение (<i>C</i>)</p>	
<p>Обмотка реле, контактора и магнитного пускателя, общее обозначение (<i>K</i>)</p>	
<p>Трансформатор трехфазный (<i>T</i>)*, (соединение обмоток в «звезду» с заземлением нейтрали)</p>	
<p>Автотрансформатор трехфазный (<i>T</i>), (соединение обмоток в «звезду»)</p>	



— размеры обмотки трансформатора.

Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710—81)	Обозначения
<p>Трансформатор напряжения измерительной (TV)</p>	
<p>Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой (TA)</p>	
<p>Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение (S), реле (K): а — замыкающий; б — размыкающий; в — переключающий</p>	
<p>Контакт замыкающий с замедлителем, действующим (S): а — при срабатывании; б — при возврате</p>	
<p>Контакт размыкающий с замедлителем, действующим (S): а — при срабатывании; б — при возврате</p>	
<p>Контакт импульсный замыкающий: а — при срабатывании; б — при возврате</p>	
<p>А. Контакт без самовозврата Б. Контакт с автоматическим возвратом при перегрузке (SF)</p>	

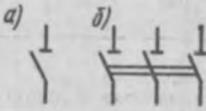
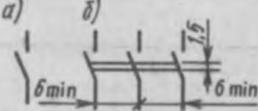
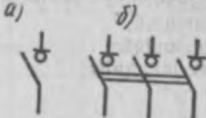
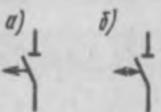
Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710—81)	Обозначения
Выключатель кнопочный нажимной с замыкающим контактом (SB)	
Разъединитель (QS): а — однополюсный; б — трехполюсный	
Выключатель (SA): а — однополюсный; б — трехполюсный	
Выключатель-разъединитель (выключатель нагрузки) (QW): а — однополюсный; б — трехполюсный	
Предохранитель: а — плавкий (FU); б — пробивной (F)	
Разрядник (FV): а — трубчатый; б — вентильный	
Выключатель мощности напряжением выше 1 кВ (QF)	
Короткозамыкатель (QK)	
Отделитель (QR): а — одностороннего действия; б — двустороннего действия	

Таблица 6.3. Условные графические обозначения в алгоритмах (ГОСТ 19.003—80)

Наименование действий	Обозначения
1. Вычислительное действие или последовательность вычислительных действий	
2. Проверка условий решения (логическая операция)	
3. Вычисление по ранее созданной или стандартной подпрограмме	
4. Операция ввода-вывода данных с перфокарт	
5. Операция ввода — вывода с перфолент	
6. Печать вводных и выводных данных	

Продолжение табл. 6.3

Наименование действий	Обозначения
7. Начало цикла	
8. Магнитный диск	
9. Магнитная лента	
10. Начало и конец вычислений	

Примечание. Размер  $a$  должен выбираться из ряда 10, 15, 20 мм. Допускается увеличить размер  $a$  на число, кратное 5. Размер  $b$  равен  $1,5a$ . Для символов 1—3 и 7 допускается устанавливать  $b$  равным  $2a$ .

## § 6.2. Нагрузки

Таблица 6.4. Категории электроприемников по надежности электроснабжения

Электроприемники	Условия обеспечения электроэнергией	Показатели надежности электроснабжения
------------------	-------------------------------------	--

### Особая группа

(относится к первой категории)

Бесперебойная работа которых необходима с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и повреждения дорогостоящего основного оборудования

От трех независимых источников питания. Третий резервный включает-ся автоматически

Вероятность одновременного отключения источников питания (см. § 4.4)

Электроприемники	Условия обеспечения электроэнергией	Показатели надежности электроснабжения
<b>Первая категория</b>		
Нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение уникального оборудования, значительный ущерб народному хозяйству вследствие массовой порчи продукции и серьезного расстройства технологического процесса и нарушение работы особо важных элементов городского хозяйства	От двух независимых источников питания с автоматическим включением резерва	1) Вероятность временного отключения источников питания $\alpha$ 2) Ущерб от недоотпуска электроэнергии $У$ (см. § 2.1)

**Вторая категория**

Перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта и нарушением нормальной деятельности значительного числа населения и т. п.	От двух независимых источников питания. Перерывы допустимы на время, необходимое для включения резервного питания вручную	1) Вероятность восстановления электроснабжения $P$ ( $\alpha < 1$ ) за заданное время $t$ , (см. § 4.4) 2) Средняя суммарная продолжительность отключений в год $T_2$ (см. § 4.4) 3) Ущерб от недоотпуска электроэнергии $У$
--	---	--

**Третья категория**

Все остальные электроприемники, не входящие в первую и вторую категории	От одного источника питания. Перерыв допустим на 24 ч	То же, что и для электроприемников второй категории
---	---	---

Таблица 6.5. Электрические нагрузки потребителей колхозов и совхозов

Наименование объектов	Установленная мощность электроприемников $P$ , кВт	Расчетная нагрузка, кВт·А		Коэффициент мощности расчетной нагрузки, $\cos \varphi_p$
		дневной максимум $S_{p,d}$	вечерний максимум $S_{p,v}$	
Молочная ферма:				
200 коров	90	50	50	0,76
800 >	340	220	220	0,84
Свинооткормочная ферма:				
на 400 свиней	510	240	200	0,92
на 800 >	830	402	294	0,92
Птицеферма на 10 тыс. кур-несушек	150	68	68	0,81

Наименование объектов	Установленная мощность электроприемников $P$ , кВт	Расчетная нагрузка, кВт·А		Коэффициент мощности расчетной нагрузки, $\cos \varphi_p$
		дневной максимум $S_{p,d}$	вечерний максимум $S_{p,v}$	
Комбинированный завод производительностью 60 т/сут	1290	867	867	0,75
Гараж с профилакторием на 25 автомашин	85	40	20	0,75
Школа на 520 учащихся	125	51	56	0,89
Детские ясли на 140 мест	60	31	21	0,96
Дом культуры с залом на 400—400 мест	100	12	58	0,86

Таблица 6.6. Нормы удельных нагрузок искусственного освещения

Наименование помещений	Удельная нагрузка освещения, Вт/м (по наружному обмеру)	Средняя установленная мощность светоточек, Вт
Коровник с доением: в доильном зале	4	75
в стойлах	4,5	7,5
Доильное молочное отделение	15,50	100
Родильное отделение	23	100
Телятник	3,75	75
Помещение для молодняка крупного рогатого скота	3,25	75
Пункт искусственного осеменения	25	100
Помещение для хряков-производителей, тяжелосупоросых и подсосных маток и поросят-отъемышей	3,30	7,5
Свиноник для холостых и легкосупоросных маток, молодняка	3,30	7,5
Помещение для откормочного поголовья	2,60	75
Помещение для кормления свиней	5,50	75
Свинарник для маток, баранов, молодняка	3,50	60
Свинарник с родильным отделением, манеж	8	100
Площадки:		
при напольном содержании	4	75
при клеточном содержании	5	75
Дворы:		
взвешивание, весовая	2,30	60
склад, маслобойка, крупорушка	12	150
гараж, пожарное депо	14	150
склады, хранилища	11	100
кабинет	3	200
кабинет	3	200
нагара, столовая	16	100
столовая	21	100
столовая	24	150
столовая	30	150
столовая	27	100
столовая	17	100

Наименование помещений	Удельная нагрузка освещения, Вт/м (по наружному обмеру)	Средняя стоимость монтажа электроочек, В*
Больница	21	100
Дом приезжих	16	100
Комбинат бытового обслуживания	27	150
Прачечная	25	100
Баня	33	150
Хлебопекарня	22	150

Примечания: 1. Удельная мощность освещения принята с учетом условий эксплуатации и типа светильников. 2. На один сельский дом принимается в среднем 5—7 светоточек мощностью 75 Вт каждая.

Таблица 6.7. Коэффициенты одновременности в сетях 0,38 кВ

Число потребителей	Коэффициенты одновременности для			
	жилых домов с нагрузкой на вводе		жилых домов с электроплитами и водонагревателями	производственных потребителей
	до 2 кВт/дом	свыше 2 кВт/дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 и более	0,22	0,18	0,12	0,30

Таблица 6.8. Нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улиц	Расчетная нагрузка, В А	
	на 1 м длины улицы	на 1 дом
Центральные улицы с многоэтажной застройкой и шириной свыше 20 м	5,7	200
То же, с одноэтажной застройкой и шириной свыше 20 м при ширине проезжей части около 10 м	3,5	140
Прочие улицы в сельских населенных пунктах	2,0	80

Таблица 6.9. Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

$P_{\Sigma}$ кВт	$\Delta P_{\Sigma}$ кВт	$P_{\Sigma}$ кВт	$\Delta P_{\Sigma}$ кВт	$P_{\Sigma}$ кВт	$\Delta P_{\Sigma}$ кВт
0,2	+0,2	22	+13,8	130	+92
0,4	+0,3	24	+15,0	140	+100
0,6	+0,4	26	+16,4	150	+108
0,8	+0,5	28	+17,7	160	+116
1,0	+0,6	30	+19,0	170	+123
2,0	+1,2	32	+20,4	180	+130
3,0	+1,8	35	+22,8	190	+140
4,0	+2,4	40	+26,5	200	+150
5,0	+3,0	45	+30,2	210	+158
6,0	+3,6	50	+34,0	220	+166
7,0	+4,2	55	+37,5	230	+174
8,0	+4,8	60	+41,0	240	+182
9,0	+5,4	65	+44,5	250	+190
10,0	+6,0	70	+48,0	260	+198
12	+7,3	80	+55,0	270	+206
14	+8,5	90	+62,0	280	+214
16	+9,8	100	+69,0	290	+222
18	+11,2	110	+76	300	+230
20	+12,5	120	+84		

Таблица 6.10. Коэффициенты мощности в максимум нагрузки на вводах различных видов потребителей без учета компенсации

Потребители	Коэффициенты мощности	
	дневной cos $\varphi_{\Delta}$	вечерний cos $\varphi_{\Delta}$
Жирноводческие и птицеводческие помещения: без электрообогрева	0,75	0,85
с электрообогревом	0,92	0,96
Корпуса	0,75	0,75
Мастерские	0,65	0,70
Зерноочистительный ток	0,70	0,75
Мельница, маслобойка	0,85	0,86
Оросительная установка	0,80	0,80
Электродовые установки	1,00	1,00
Общественные и коммунальные предприятия	0,92	0,95
Жилые дома	0,96	0,98
Трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ с нагрузкой:		
производственной	0,70	0,75
коммунально-бытовой	0,90	0,92
смешанной	0,80	0,83

Таблица 6.11. Коэффициент мощности на шинах 0,4 кВ пониженных подстанций 6—35/0,4 кВ

Отношение	$\frac{S_{p,d}}{S_{p,v}}$	0,25—0,35	0,36—0,60	0,61—0,85	0,86—1,15	1,16—1,40	1,40 и более
Дневной cos $\varphi_d$		0,94	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
Вечерний cos $\varphi_v$		0,97	0,95	0,93	0,89	0,84	0,80

Таблица 6.12. Коэффициент одновременности нагрузок  $k_0$  для сельских сетей 6—35 кВ

Число ТП	2	3	4—6	7—15	16—25	26 и более
Коэффициент одновременности	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

Таблица 6.13. Суммирование нагрузок в сетях напряжением 6—35 кВ

$P_p$ , кВт	$\Delta P$ , кВт	$P_p$ , кВт	$\Delta P$ , кВт	$P_p$ , кВт	$\Delta P$ , кВт
1	+0,6	130	+98	480	+382
2	+1,2	140	+106	500	+400
4	+2,5	150	+115	520	+416
6	+3,7	160	+123	540	+432
8	+5,0	170	+131	500	+448
10	+6,3	180	+139	580	+465
15	+9,6	190	+147	600	+483
20	+13,0	200	+155	650	+525
25	+16,5	220	+170	700	+570
30	+20,4	240	+186	750	+610
35	+24,4	260	+204	800	+650
40	+28,4	280	+220	850	+695
45	+32,4	300	+235	900	+740
50	+36,5	320	+251	950	+785
60	+44,0	340	+267	1000	+830
70	+52,0	360	+283	1100	+918
80	+59,5	380	+299	1200	+1005
90	+67,0	400	+315	1300	+1093
100	+74,5	420	+332	1400	+1182
110	+82	440	+348	1500	+1270
120	+90	460	+365		

Таблица 6.14. Коэффициент мощности на шинах 6—10 кВ районных подстанций 110—35/6—10 кВ

Отношение	$\frac{S_{p,v}}{S_{p,d}}$	0,25—0,35	0,35—0,60	0,61—0,85	0,86—1,15	1,16—1,40	1,41 и более
Дневной cos $\varphi_d$		0,92	0,88	0,83	0,78	0,76	0,73
Вечерний cos $\varphi_v$		0,95	0,93	0,91	0,87	0,82	0,78

Таблица 6.15. Удельная нагрузка квартир  $P_{уд. кв}$ , кВт (с учетом освещения общедомовых помещений)

Характеристика квартир	Нагрузка при числе квартир $n_{кв}$						
	1—3	6	9	12	15	18	24
С газовыми плитами: на природном газе на сжиженном газе и твердом топливе	4,5 5	2,3 2,6	1,75 2	1,45 1,65	1,3 1,38	1,15 1,35	1 1,15
С электрическими плитами мощностью: до 5,8 кВт от 5,9 до 8 кВт	6 7	3,2 4	2,7 3	2,4 2,5	2,15 2,15	2 2	1,8 1,8

Продолжение табл. 6.15

Характеристика квартир	Нагрузка при числе квартир $n_{кв}$						
	40	60	100	200	400	600	1000
С газовыми плитами: на природном газе на сжиженном газе и твердом топливе	0,8 1	0,7 0,9	0,6 0,8	0,5 0,75	0,45 0,7	0,43 0,65	0,4 0,55
С электрическими плитами мощностью: до 5,8 кВт от 5,9 до 8 кВт	1,5 1,5	1,3 1,3	1,15 1,15	1 1	0,9 0,9	0,85 0,85	0,8 0,8

Примечания: 1. Нагрузки приведены для квартир общей площадью до 55 м<sup>2</sup>. 2. Таблица не учитывает силовую нагрузку домов, нагрузку встроенных помещений общественного назначения, кондиционеров, электроотопления и др. 3. Неуказанные нагрузки для промежуточного числа квартир находятся путем интерполяции. 4. Для определения утреннего или дневного максимумов нагрузок квартир вводятся коэффициенты: 0,7 — для домов с электроплитами и 0,5 — с плитами на газовом и твердом топливе.

Таблица 6.16. Коэффициенты спроса  $k_{c1}$  лифтов

Число лифтов	При числе этажей	
	до 12	12 и более
1	1	1
2—3	0,8	0,9
4—5	0,7	0,8
6—7	0,6	0,7
8—10	0,5	0,6
11—20	0,4	0,5
Более 20	0,35	0,4

Таблица 6.17. Номинальные мощности лифтов

Число этажей здания	6—9	12	16	20—25
Число лифтов в одной секции	1	2	2	2—3
Номинальная мощность двигателей, кВт	7	7; 11	11	7; 11—15

Таблица 6.18. Расчетные значения  $\cos \varphi$  и  $\operatorname{tg} \varphi$

Линия питания	Коэффициенты мощности	
	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Квартир:		
с электроплитами	0,98	0,2
с газовыми плитами	0,96	0,29
Лифтов	0,6	1,33
Насосов воды, вентиляционных установок и санитарно-технических устройств	0,85	0,62
Линия 6—35 кВ	0,92	0,43

Таблица 6.19. Укрупненные удельные нагрузки общественных зданий и предприятий

Наименование предприятия	Удельная расчетная нагрузка	Коэффициенты мощности	
		$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Предприятия общественного питания, кВт/посадочное место:			
полностью электрифицированные с числом мест $400 > m \geq 600$	0,9—0,75	0,98	0,2
частично электрифицированные с тем же числом мест	0,7—0,6	0,85—0,95	0,33
Продовольственные магазины, кВт/м <sup>2</sup> торгового зала:			
с кондиционированием воздуха	0,14	0,8	0,75
без кондиционирования воздуха	0,11	0,82	0,7
Промтоварные магазины, кВт/м <sup>2</sup> торгового зала:			
с кондиционированием воздуха	0,11	0,9	0,48
без кондиционирования воздуха	0,08	0,92	0,43
Универсамы, кВт/м <sup>2</sup> торгового зала:			
с кондиционированием воздуха	0,13	0,85	0,62
без кондиционирования воздуха	0,1	0,87	0,57
Общеобразовательные школы с электрифицированными столовыми, кВт/учащийся	0,14	0,95	0,33
Детские ясли — сады, кВт/место:			
с электрифицированным пищеблоком	0,4	0,97	0,25
без электрифицированного пищеблока	0,1	0,95	0,33

Наименование предприятия	Удельная расчетная нагрузка	Коэффициенты мощности	
		cos φ	tg φ
Больницы многопрофильные с пищеблоками, кВт/койко-место	2,2	0,93	0,4
Поликлиники, кВт/посещение в смену	0,15	0,92	0,43
Кинотеатры и киноконцертные залы, кВт/место:			
с кондиционированием воздуха	0,12	0,92	0,43
без кондиционирования воздуха	0,1	0,95	0,33
Театры, цирки, дворцы культуры, клубы, кВт/место	0,3—0,4	0,9—0,92	0,48—0,43
Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,3	0,97	0,25
Гостиницы, кВт/место:			
с кондиционированием воздуха	0,4	0,85	0,62
без кондиционирования воздуха	0,3	0,9	0,48
Общежития, кВт/место:			
с электроплитами в кухнях	0,4	0,95	0,33
без электроплит в кухнях	0,1	0,93	0,4
Учебные корпуса высших и средних специальных учебных заведений, кВт/м <sup>2</sup> полезной площади:			
с кондиционированием воздуха	0,04	0,9	0,48
без кондиционирования воздуха	0,03	0,92	0,43
Лабораторные корпуса высших и средних специальных учебных заведений, кВт/м <sup>2</sup> полезной площади:			
с кондиционированием воздуха	0,06	0,87	0,57
без кондиционирования воздуха	0,05	0,85	0,62
Комбинаты бытового обслуживания населения, кВт/рабочее место	0,5	0,9	0,48
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания, кВт/кг вещей в смену	0,065	0,8	0,75

Таблица 6.20. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок  $k_1$  потребителей

Наименование прочих потребителей, участвующих в максимуме	Потребители, формирующие максимум	
	жилые дома с электроплитами	жилые дома с газовыми плитами
Жилые дома и общежития:		
с электроплитами	1,0	0,9
без электроплит	0,9	1,0
Образовательные школы, средние учебные заведения, профессионально-технические училища, библиотеки, предприятия торговли, поликлиники, ателье и комбинаты бытового обслуживания	0,5	0,4

Наименование прочих потребителей, участвующих в максимуме	Потребители, формирующие максимум	
	жилые дома с электро- плитами	жилые дома с газовыми плитами
жизни, предприятия коммунального обслужи- вания		
Предприятия общественного питания, детские яс- ли-сады	0,4	0,4
Гостиницы	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9

Таблица 6.21. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок  $k_{ТП}$  трансформаторных подстанций 10—20/0,4 кВ

Характеристика нагрузки	При числе трансформаторов				
	2	3—5	6—10	11—20	более 20
Жилой сектор (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% — общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественный сектор (70% и более нагрузки обществен- ных зданий и до 30% — жи- лых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленная (65% и более нагрузки про- мышленных и общественных зданий и до 35% — жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,56

Примечание. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30% нагрузки общественного сектора, то значения  $k_{ТП}$  трансформаторных подстанций принимают, как для общественного сектора.

Таблица 6.22. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок  $k_{макс}$  городских сетей и промпредприятий

Характеристика жилого сектора	Отношение расчетной нагрузки промпредприятий $S_{пром}$ к нагрузке городской сети $S_{гор}$ : $S_{пром}/S_{гор}$ , %								400
	менее 20	20	60	100	150	200	300	400	
Квартиры с элек- троплитами:									
утренний мак- симум	1	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,95	1
вечерний мак- симум	1	0,85— 0,9	0,65— 0,85	0,55— 0,8	0,45— 0,76	0,4— 0,75	0,3— 0,7	0,3— 0,7	0,25— 0,65

Характеристика жилого сектора	Отношение расчетной нагрузки промпредприятий $S_{\text{пром}}$ к нагрузке городской сети $S_{\text{гор}}$ : $S_{\text{пром}}/S_{\text{гор}}$ , %								
	менее 20	20	60	100	150	200	300	400	более 400
с газовыми плитами:									
утренний максимум	1	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,87	0,9	1
вечерний максимум	1	0,85—0,9	0,65—0,85	0,55—0,8	0,45—0,76	0,4—0,75	0,3—0,7	0,3—0,7	0,25—0,65

Примечание. Меньшие значения принимаются для односменных, большие — для двух- и трехсменных предприятий.

Таблица 6.23. Коэффициент попадания максимума нагрузок элементов  $k_{\text{макс}}$  в максимум энергосистемы

Элементы системы	$k_{\text{макс}}$
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Предприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7—0,75
односменные	0,1—0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,7—0,75

Таблица 6.24. Ориентировочные составляющие потерь электроэнергии от общих потерь в энергосистеме, %

Составляющие потерь	Напряжение, кВ					
	750	500	330	220	110—150	0,4—35
Потери в сетях	1	9	7	16	28	32
Потери на корону	2	2	2	—	—	—
Потери в остальных элементах энергосистемы (на собственные нужды подстанций, в реакторах, генераторах, измерительных приборах и проч.)	5	5	5	5	5	5

Примечания: 1. Потери энергии в трансформаторах и автотрансформаторах составляют примерно 20—35% суммарных потерь в сетях соответствующих напряжений.

2. В линиях переменная часть потерь примерно равна 60%, постоянная — 5%, а в трансформаторах соответственно — 15 и 20%.

3. Для СССР время максимальных потерь  $t$  для ориентировочных подсчетов можно принимать 3500—4500 ч/год.

4. Реактивную составляющую нагрузки собственных нужд электростанций с учетом потерь мощности в трансформаторах собственных нужд можно определять по  $\cos \varphi = 0,7$ .

Таблица 6.25. Среднестатистические значения коэффициентов реактивной мощности в максимальном режиме

Место подключения нагрузки	Коэффициент реактивной мощности $\lg \varphi$	Место подключения нагрузки	Коэффициент реактивной мощности $\lg \varphi$
Электростанции — шины 6—10 кВ	0,62	Подстанции 110 кВ: шины 6—10 кВ	0,48—0,57
Подстанции 35 кВ: шины 6—10 кВ	0,42—0,33	Подстанции 220 кВ: шины 6—10 кВ	0,48—0,62
шины 35 кВ	0,54—0,48	шины 220 кВ	

### § 6.3. Напряжения

Таблица 6.26. Номинальные напряжения сетей трехфазного тока 50 Гц (ГОСТ 721—77)

Номинальное напряжение $U_{ном}$	Наибольшее рабочее напряжение $U_{max}$	Номинальное напряжение $U_{ном}$	Наибольшее рабочее напряжение $U_{max}$
Низкое, В	(220)	Высокое, кВ	110
	220/127		(150)
	380/220		220
	660		
Среднее, кВ	(3)	Сверхвысокое, кВ	330
	6		500
	10		750
	20		1150
	35		
	(3,5)		
	6,9		
	11,5		
	23		
	40,5		

Примечание. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь строящихся сетей не рекомендуются.

Таблица 6.27. Пропускная способность электропередачи 110—1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт, при волновом сопротивлении, Ом			Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
	400	300—314	250—275		
110	30	—	—	25—50	50—100
220	120	160	—	100—200	150—200
330	270	350	—	300—400	200—300
500	600	—	900	700—900	800—1000
750	—	—	2100	1800—2200	1200—2000
1150	—	—	5200	4000—6000	2500—4000

Таблица 6.28. Номинальные напряжения для городских сетей

Звено схемы	Напряжение $U_{ном}$ , кВ
Электроснабжающая сеть	35—110—150—220—330
Питающая и распределительная сеть среднего напряжения	6—10—20
Распределительная сеть до 1 кВ	0,22—0,38—0,66

Примечание. Для питающей и распределительной сетей среднего напряжения в городах следует принимать в качестве основного напряжение 10 кВ. В перспективе напряжение 6 кВ будет переводиться на 10 кВ. Напряжение 6 кВ целесообразно сохранить для сетей:

- а) присоединенных непосредственно к шинам электростанций с генераторным напряжением 6 кВ;
- б) промышленных предприятий с большим числом двигателей 6 кВ;
- в) временных поселков, нагрузка которых не возрастает.

Таблица 6.29. Усредненные среднестатистические расстояния между фазами  $D$ , длины пролетов  $l$ , тип и число изоляторов в зависимости от напряжения линий  $U_{ном}$

$U_{ном}$ , кВ	до I	6—10	20	35	110	220	330	500	750
$D_{ср}$ , м	0,5	1	1,5	3,5	5	8	11	14	19,5
Длина пролета, м	—	50—100	100—200	170—250	250—350	300—400	350—450	475—550	—
ПС-70Д	—	—	3	3	8	14	21	29	—
ПС-120А или ПС-120Б	—	—	3	3	7	13	19	26	45
ПС-160Б	—	—	—	—	6	11	16	22	40
ПС-210А	—	—	—	—	—	10	15	21	39

Примечание. Тип изолятора: П — подвесные; С — стеклянные. Число изоляторов дано в типовых гирляндах на стальных и железобетонных опорах. Для втяжимых гирлянд число изоляторов на один больше.

## § 6.4. Техничко-экономические данные

Таблица 6.30. Средние значения числа часов использования максимума нагрузок

Потребители	Число часов $\Sigma_{max}$ , ч/год
Промышленные по сменности:	
односменные	2000—3000
двухсменные	3000—4500
трехсменные	4500—8000

Потребителя	Число часов $T_{\max}$ , ч/год
<b>Промышленные по отраслям</b>	
<b>Топливная:</b>	
угледобыча	3500—5000
нефтедобыча	7000—7500
нефтепереработка	6000—8000
торфоразработка	2000—2500
металлургия	5000—7000
горнорудная	5000
<b>Химическая (в среднем)</b>	6200—8000
<b>Машиностроительная и металлообрабатывающая — заводы:</b>	
тяжелого машиностроения	3800—4000
станкостроительный	4300—4500
электротехнического оборудования	4300—4500
инструментальный	4000—4200
шарикоподшипниковый	5000—5300
сельхозмашин	5000—5300
авторемонтный, паровозовагоноремонтный	3500—4000
приборостроительный	3000—3200
металлообрабатывающий	4300—4400
<b>Целлюлозно-бумажная</b>	5500—6000
<b>Деревообрабатывающая и лесная</b>	2500—3000
<b>Легкая:</b>	
обувная	3000
текстильная	4500
<b>Пищевая:</b>	
холодильник	4000
маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3500—3800
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500
<b>Производство стройматериалов</b>	7000
<b>Коммунально-бытовые</b>	4000
<b>Водопровод и канализация</b>	5000
<b>Сети уличного освещения</b>	3000

Примечание. Зависимость  $\tau = f(T_{\max})$  изображена на рис. 6.1.

Рис. 6.1. Зависимость времени наибольших потерь  $\tau$  от числа часов использования максимума  $I_{\max}$  для любых значений  $\cos \varphi$

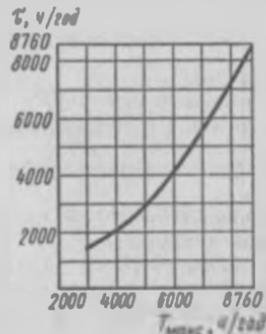


Таблица 6.31. Экономическая плотность тока

Наименование элементов	Плотность $J_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$ , при $T_{\text{макс}}, \text{ }^\circ\text{C/год}$		
	1000—3000	3001—5000	5001—8760
Голые провода и шины, алюминиевые: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
	Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,5	1,4
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с алюминиевыми жилами: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
	Центральная Сибирь, Казахстан Средняя Азия	1,8	1,6
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
	Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	2,2	2,0

Примечания: 1. Экономическое сечение  $F_{\text{эк}} = I/J_{\text{эк}}$ , где  $I$  — максимальный ток в линии.

2. Сечения проводов и кабелей выбираются по номограммам экономических интервалов, отвечающих минимуму приведенных затрат (см. гл. 2 и 7).

Таблица 6.32. Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, в относительных единицах

Наименование проводников системы	Норма амортизационных отчислений $P_a$	Затраты на ремонт и обслуживание $P_p + P_o$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание $P_z$
Кабельные линии до 10 кВ: со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,023	0,02	0,043
	с алюминиевой оболочкой, проложенные:	0,043	0,02
в земле	0,023	0,02	0,043
в помещениях	0,053	0,02	0,073
Кабельные линии 20—35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,034	0,02	0,054
Кабельные линии 110—220 кВ, проложенные в земле и помещениях	0,025	0,02	0,045
Воздушные линии до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,036	0,003	0,039
Воздушные линии до 20 кВ на деревянных опорах	0,057	0,005	0,062

Потребители	Число часов $T_{\text{макс}}$ , ч/год
<b>Промышленные по отраслям</b>	
<b>Топливная:</b>	
угледобыча	3500—5000
нефтедобыча	7000—7500
нефтепереработка	6000—8000
торфоразработка	2000—2500
металлургия	5000—7000
горнорудная	5000
<b>Химическая (в среднем)</b>	6200—8000
<b>Машиностроительная и металлообрабатывающая — заводы:</b>	
тяжелого машиностроения	3800—4000
станкостроительный	4300—4500
электротехнического оборудования	4300—4500
инструментальный	4000—4200
шарикоподшипниковый	5000—5300
сельхозмашин	5000—5300
авторемонтный, паровозовагоноремонтный	3500—4000
приборостроительный	3000—3200
металлообрабатывающий	4300—4400
<b>Целлюлозно-бумажная</b>	5500—6000
<b>Деревообрабатывающая и лесная</b>	2500—3000
<b>Легкая:</b>	
обувная	3000
текстильная	4500
<b>Пищевая:</b>	
холодильник	4000
маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3500—3800
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500
<b>Производство стройматериалов</b>	7000
<b>Коммунально-бытовые</b>	4000
<b>Водопровод и канализация</b>	5000
<b>Сети уличного освещения</b>	3000

Примечание. Зависимость  $\tau = f(T_{\text{макс}})$  изображена на рис. 6.1.

Рис. 6.1. Зависимость времени наибольших потерь  $\tau$  от числа часов использования максимума  $I_{\text{макс}}$  для любых значений  $\cos \varphi$

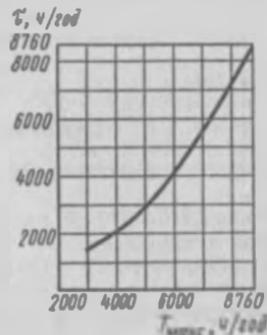


Таблица 6.31. Экономическая плотность тока

Наименование элементов	Плотность $I_{\text{эко}}$ А/мм <sup>2</sup> , при $\Gamma_{\text{макс}}$ ч/год		
	1000—3000	3001—5000	5001—8760
Голые провода и шины, алюминиевые: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,5	1,4	1,3
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с алюминиевыми жилами: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
Центральная Сибирь, Казахстан Средняя Азия	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами: европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	2,2	2,0	1,9

Примечания: 1. Экономическое сечение  $F_{\text{эко}} = I_{\text{эко}} / \rho_{\text{ж}}$ , где  $I$  — максимальный ток в линии.

2. Сечения проводов и кабелей выбираются по номограммам экономических интервалов, относящихся к минимуму приведенных затрат (см. гл. 2 и 7).

Таблица 6.32. Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, в относительных единицах

Наименование проводников системы	Норма амортизационных отчислений $p_a$	Затраты на ремонт и обслуживание $p_p + p_o$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание $p_{\Sigma}$
Кабельные линии до 10 кВ: со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,023	0,02	0,043
с алюминиевой оболочкой, проложенные: в земле	0,043	0,02	0,063
в помещениях	0,023	0,02	0,043
с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	0,053	0,02	0,073
Кабельные линии 20—35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,034	0,02	0,054
Кабельные линии 110—220 кВ, проложенные в земле и помещениях	0,025	0,02	0,045
Воздушные линии до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,036	0,003	0,039
Воздушные линии до 20 кВ на деревянных опорах	0,057	0,005	0,062

Наименование проводящих системы	Норма амортизационных отчислений $p_a$	Затраты на ремонт и обслуживание $p_p + p_o$	Всего отчислений на ремонт, замену и обслуживание $p_a$
Воздушные линии 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,004	0,028
Воздушные линии 35—220 кВ на деревянных опорах	0,049	0,005	0,054
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства:			
до 20 кВ	0,064	0,04	0,104
35—150 кВ	0,058	0,030	0,088
220 кВ и выше	0,058	0,02	0,078

Таблица 6.33. Средние значения повышающих коэффициентов, характеризующие потери электроэнергии в сетях

Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	220—330	110—150	35	10(6)—2
Потери $\Delta \mathcal{E}$ , %	2,5	1,5	1,0	3,5

Таблица 6.34. Итоговая таблица экономического сравнения вариантов строительства в один год

Наименование	Варианты			
	I	II	III	IV
Капитальные затраты $K$ , руб/год				
Ежегодные отчисления в относительных единицах от капитальных затрат $(p_a + p_p + p_o)K$				
Потери энергии $\Delta \mathcal{E}$ , кВт·ч/год				
Стоимость потерь электроэнергии $c_{\Delta \mathcal{E}}$ , руб/год				

Наименование	Варианты			
	I	II	III	...
Ущерб $У$ , руб/год				
Годовые эксплуатационные расходы (издержки) $H = p_2 K + c_{\Delta \Sigma} + У$ , руб/год				
Приведенные затраты $Z = E_n K + H$ , руб/год				

**Примечание.** Коэффициент отчислений  $p_2 = p_{\text{ам}} + p_{\text{р}} + p_{\text{о}}$  (см. табл. 6.32), где  $p_{\text{ам}}$  — отчисления на амортизацию;  $p_{\text{р}} + p_{\text{о}}$  — отчисления на ремонт и обслуживание;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности;  $c_{\Delta}$  — стоимость 1 кВт·ч потерь энергии (рис. 6.2).

Рис 6.2. Удельные показатели стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях.

Исходные данные для расчетов замыкающих затрат на электроэнергию приняты в соответствии со «Схемой развития» и размещения электроэнергетики до 2000 года».

I — районы ЭЭС (ОЭС Центра, Юга, Северо-Запада, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Закавказья);  
 II — районы ОЭС Северного Казахстана и Средней Азии;  
 III — районы ОЭС Сибири;  
 IV — районы ОЭС Дальнего Востока

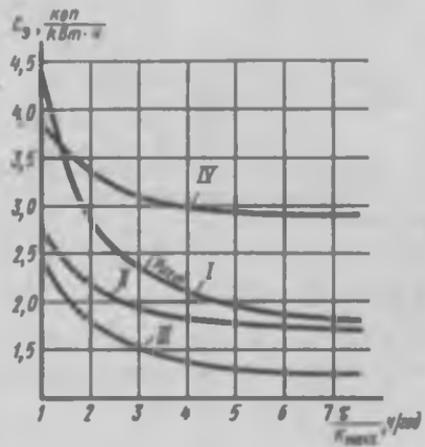


Таблица 6.35. Выражения для определения приведенных к первому году строительства затрат  $Z_2$  при сравнении вариантов (см. пример 2.2)

Наименование величины, обозначения и размерности	При строительстве в течение ряда лет		
	$t = 1$	$t = 2 \dots$	$t = T$
Год текущего строительства и эксплуатации $t$			
Капитальные затраты $K_t$ , руб/год	$K_1$	$K_2$	$K_T$
Стоимость потерь энергии $c_{\Delta \Sigma}$ , руб/год	$c_{\Delta \Sigma 1}$	$c_{\Delta \Sigma 2}$	$c_{\Delta \Sigma T}$
Годовые издержки $H_t$ , руб/год	$\sum_{i=1}^{t-T} H_i = H_1 + H_2 + \dots + H_T$		

Наименование величин, обозначения и размерности	При строительстве в течение ряда лет		
	$\delta K_1$	$\delta K_2$	$\delta K_T$
Приращение годовых издержек $\delta K_t$ , руб/год			
Коэффициент приведения $\frac{1}{(1+E_{ин})^{t-1}}$	$\frac{1}{(1+E_{ин})^0}$	$\frac{1}{(1+E_{ин})^1}$	$\frac{1}{(1+E_{ин})^{T-1}}$
Ущерб $Y_t$ , руб/год	$Y_1$	$Y_2$	$Y_T$
Суммарные приведенные (к первому году строительства) затраты $Z_x^{(1)}$ , руб/год	$Z_x^{(1)} = \sum_{t=1}^T \frac{E_{ин} K_t + \delta K_t}{(1+E_{ин})^{t-1}}$		

Примечание. Коэффициент приведения одновременных затрат  $E_{ин}=0,06+0,1$ , нормативный коэффициент эффективности  $E_{н}=0,12$  (при внедрении новой техники 0,15);  $T$  — рассматриваемый срок.

## § 6.5. Ущерб

Таблица 6.36. Удельные показатели ущерба (см. § 2.1)

Предприятие	$Y_0$ , руб/(кВт ч)	$Y'_t$ , руб/кВт, при продолжительности отключения, ч		
		0,5	1	3
Добыча нефти	0,4	3,5	3,5	3,5
Нефтепереработка	0,6	1,5	1,5	1,5
Трубопрокатный завод	0,3	0,5	0,5	0,5
Алюминиевый завод	0,10	0	0,05	0,05
Суперфосфатный завод	0,15	0,20	0,30	0,30
Завод ацетатного шелка	0,90	9,7	9,7	9,7
Лакокрасочный завод	0,30	6,3	6,3	6,3
Производство смол и пластмасс	0,80	0,3	2,0	2,0
Завод резинотехнических изделий	0,60	2,0	2,0	2,0
Завод металлорежущего оборудования	0,20	0,6	1,7	1,7
Комбайновый завод	0,80	1,7	1,7	1,7
Станкоинструментальный завод	0,70	0,7	0,7	0,7
Завод крупного электромашиностроения	0,20	2,2	2,6	2,6
Приборостроительный завод	1,20	1,5	2,0	2,0
Завод малолитражных автомобилей	0,20	0,8	1,5	1,5

Предприятие	У <sub>0</sub> руб/(кВт·ч)	У <sub>0</sub> <sup>1</sup> , руб/кВт, при продолжительности отключения, ч		
		0,5	1	3
Электромеханический завод	0,20	0,5	0,5	0,5
Деревообрабатывающие предприятия	0,80	0,15	0,15	0,15
Шиферный завод	0,40	2,0	2,5	2,5
Завод сборного железобетона	0,70	0,6	0,6	0,6
Улоцкий бумажный комбинат	0,50	6,0	6,0	6,0
Фабрика бельевого трикотажа	2,20	0,1	0,1	0,1
Швейная фабрика	4,00	0,1	0,1	0,1
Обувная фабрика	1,50	1,60	2,1	2,1
Предприятия пищевой промышленно-	1,00	2,5	6,0	9,0
сти				
Коммунально-бытовой сектор	1,50	0	0	0
Сельское хозяйство	1,50	—	—	—

Таблица 6.37. Показатели безотказности и ремонтпригодности элементов систем электроснабжения

Элементы системы и напряжение, кВ	Аварийные отключения		Преднамеренные отключения		
	Параметр потока отказов $\omega_{ав}$ 1/год	Среднее время восста- новления $\tau_{ав}$ ч	Параметр потока отклю- чений $\omega_{пл}$ 1/год	Средняя продолжи- тельность отключений $\tau_{пл}$ ч	
Линии электропередачи (на 100 в·м):	110Э0	0,40	14,0	—	—
	75Э0	—	—	—	—
	50Э0	0,45	9,5	1,5	12,0
	35Э0	—	—	—	—
	20Э0	1,1	10,2	2,0	11,0
	10Э0	0,4	0,5	0,2	12,0
	7,5Э0	1,25	8,1	4,2	7,6
	5Э0	0,8	0,5	0,4	7,2
	3,5Э0	1,4	6,5	3,4	6,0
	2,5Э0	0,8	0,4	0,3	6,0
	1,5Э0	5,1	4,2	3,5	5,6
	1,0Э0	0,6	0,5	0,4	5,0
	0,75Э0	2,2	5,6	4,0	5,2
0,5Э0	0,9	0,6	0,5	6,0	

Элементы системы на напряжение, кВ	Аварийные отключения		Преднамеренные отключения	
	Параметр потока отказов $\omega_{ав}$ 1/год	Среднее время восста- новления $T_{ав}$ , ч	Параметр потока отключений $\omega_{пл}$ , 1/год	Среднее время восста- новления $T_{пл}$ , ч
одноцепные } 20 } 10 } 0,4	1,3	4,5	3,0	6,5
	4,0	4,2	6,5	4,5
	9,5	2,5	6,0	3,5
Кабельные линии:				
до 10	2,5	12,0	0,5	8,0
1	5,0	12,0	0,5	6,0
Трансформаторы (на 100 шт.):				
500	5,0	300	1,0	80
330	3,0	200	1,0	60
220	2,0	150	1,0	50
110	2,0	100	1,0	40
35	1,8	90	1,0	30
20	1,4	8	0,5	8
6—10	2,3	16	1,0	8
Воздушные выключатели (на 100 шт.):				
500	8,0	60	0,5	400
330	5,0	60	0,5	300
220	6,0	40	0,5	150
110	4,0	30	0,5	100
35	2,0	24	0,1	24
6—20	2,0	20	0,5	24
Масляные выключатели (на 100 шт.):				
220	2,0	24	0,5	60
110	0,5	20	0,5	60
35	0,5	10	1,0	12
6—20	0,5	10	0,5	8
Отделители и короткозамы- катели (на 100 шт.):				
220	3,0	15	0,5	8
110	2,0	15	0,5	8
35	1,0	10	0,5	4
Разъединители (на 100 шт.):				
110	3,0	15	0,5	8
35	2,0	10	0,5	4
20	1,7	8	0,5	4
6—10	1,2	8	0,5	4
Сборные шины (на 100 ед.):				
500	1,0	6,0	0,5	12
330	3,0	5,0	0,5	10
220	4,0	3,5	0,5	10
110	5,0	3,0	0,5	8
35	0,2	4,0	0,5	8
20	0,2	2,5	0,5	4
6—10	1,0	4,0	0,5	4

Примечание. В числителе указаны данные для одноцепных линий, в знаменателе — для двухцепных при отключении обеих цепей.

## § 6.6. Трансформаторы и автотрансформаторы

Ниже даны некоторые соображения по выбору числа и мощности трансформаторов. При проектировании схем электрических сетей на подстанциях устанавливаются, как правило, два трансформатора. Мощность каждого из них выбирается равной 0,65—0,70 от суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период  $T = 5$  лет, считая с года ввода в эксплуатацию первого трансформатора.

В случае аварийного выхода одного из трансформаторов оставшийся в работе должен обеспечить нормальную нагрузку подстанции с учетом перегрузки (40%) на время максимумов общей суточной продолжительностью до 6 ч, но не более 5 сут; при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора должен быть не более 0,75.

При постепенном росте нагрузки в первый период эксплуатации допускается установка одного трансформатора при условии, что полная нагрузка подстанции будет достигнута не раньше чем через три года после ввода первого трансформатора. При этом должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего и низшего напряжений. Дальнейшее увеличение мощности подстанции при росте нагрузки сверх принятого расчетного уровня производится, как правило, заменой трансформаторов на более мощные.

Вновь намечаемые для установки трансформаторы должны быть трехфазными и принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Наиболее целесообразный выбор оптимальной мощности проводится по универсальным номограммам экономических интервалов трансформаторов [7.4 и 7.5].

Таблица 6.38. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500—750—1150 кВ

Тип автотрансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			S, %, обмоток		
			В	С	Н	В	С	Н
АТЦТН-250000/500/110	250	$\pm 8 \times 1,4$	500	121	11; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-500000/500/220	500	$+8 \times 1,0$ $-8 \times 1,25$	500	—	230	100	—	100
АОДЦТН-167000/500/220	167	$\pm 6 \times 2,1$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	11; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\pm 8 \times 1,5$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	10,5; 38,7	100	100	20
АОДЦТН-267000/500/220	267	$\pm 8 \times 1,4$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,5; 20,2; 38,6	100	100	25; 30; 40
АОДЦТН-267000/750/220	267	$\pm 10$ на СН	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5	100	100	30
АОДЦТН-333000/750/330	333	$\pm 10$ на СН	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	15,75	100	100	36
АОДЦТН-417000/750/500	417	$\pm 5$ на ВН	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,25	100	100	12,8
АОДЦТ-667000/1150/500	667	—	$\frac{1150}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	20	100	100	27

Продолжение табл. 6.38

Тип автотрансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)						
	$u_{\%}$ , обмоток			$\Delta P_{в-с}$ , кВт	$\Delta P_{г}$ , кВт	$I_{нл}$ , %	$R_{тр}$ , Ом, обмоток			$X_{тр}$ , Ом, обмоток			$\Delta Q_{г}$ , квар
	В-С	В-Н	С-Н				В	С	Н	В	С	Н	
АТДЦТН-250000/500/110 выпуска до 1985 г. после 1985 г.	10,5 13	24 33	13 18,5	550 640	270 230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0 0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН-500000/500/220	11,5	—	—	1050	230	0,3	1,05	1,05	—	57,5	0	—	1500
АОДЦТН-167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,40	0,58	0,39	2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-167000/500/330	9,5	67	61	320	70	0,30	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН-333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН-417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ-667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

276 Таблица 6.39. Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500—750 кВ (без регулировки напряжения)

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные на три фазы		
		$U_{ном}$ , кВ, обмоток		$\mu_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
		В	Н							
ТДЦ-250000/500; ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500; ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	$525/\sqrt{3}$	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500	533	$525/\sqrt{3}$	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,8	4797
ОРЦ-417000/750 *	417	$787/\sqrt{3}$	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

\* Обмотка НН выполняется расщепленной на две обмотки мощностью 50% каждая.

Таблица 6.40. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип автотрансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$\mu_k$ , %, обмоток			$\Delta P_k$ , кВт, обмоток		
		В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—
АТДЦН-125000/330/150	125	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АТДЦН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—
АТДЦН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3	70	60	430	260	250
					9,6	74	—	560	—	—
АТДЦН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦН-400000/330/150	400	330	—	16,5	—	11,3	—	—	750	—
АОДЦН-133000/330/220	133	330	230	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105
		$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$							

Продолжение табл. 6.40

Тип автотрансформатора	Каталожные данные		Расчетные данные						
	$\Delta P_k$ , кВт	$I_x$ , %	$R_{тр}$ , Ом, обмоток			$X_{тр}$ , Ом, обмоток			$\Delta Q_x$ , квар
			В	С	Н	В	С	Н	
АТДЦН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	—	213,4	625
АТДЦН-125000/330/150	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АТДЦН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦН-240000/330/220	130	0,5	0,4	0,4	7,3	39,2	0	278,4	1250
			0,53	0,53	7,2	59,2	—	312,1	—
АТДЦН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250

Тип автотрансформатора	Каталожные данные		Расчетные данные						$\Delta Q_{\Sigma}$ , квар
			$R_{тр}$ , Ом, обмоток			$X_{тр}$ , Ом, обмоток			
	$\Delta P_{\Sigma}$ , кВт	$I_{\Sigma}$ , %	В	С	Н	В	С	Н	
АТДЦН-400000/330/150	180	0,3	0,51	—	0,51	—	0	30,8	1200
АОДЦН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50% от номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200, 240, 250, 133 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25% от номинальной соответственно. 2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН с помощью РПН  $\pm 6 \times 2\%$ , за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирования не имеет.  
(Регулирование осуществляется с помощью РПН).

Таблица 6.41. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток		$u_{\Sigma}$ , %	$\Delta P_{\Sigma}$ , кВт	$\Delta P_{\Sigma}$ , кВт	$I_{\Sigma}$ , %	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$\Delta Q_{\Sigma}$ , квар
			В	Н							
ТРДНС-40000/330	40	$\pm 8 \times 1,5$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	$\pm 1,5$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5 10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,55	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8; 15,75	11	695	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,40	0,6	33	1600
ТЦС-400000/330	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ТЦ-630000/330	630	—	347	15,75; 20; 24	11	1300	405	0,35	0,40	0,21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	—	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	—	347	24	14	2200	750	0,75	0,2	10,6	6375

Таблица 6.42. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора и автотрансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$u_{\Sigma}$ , %, обмоток		
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе — выпуск после 1985 г.)	125	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 38,5	11/11	31/45	19/28
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 15,75 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2$	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Продолжение табл. 6.42

Тип трансформатора и автотрансформатора	Каталожные данные					Расчетные данные						
	$\Delta P_{\Sigma}$ , кВт, обмоток			$\Delta P_{\Sigma}$ , кВт	$I_{\Sigma}$ , %	$R_{тр}$ , Ом, обмоток			$X_{тр}$ , Ом, обмоток			$\Delta Q_{\Sigma}$ , квар
	В-С	В-Н	С-Н			В	С	Н	В	С	Н	
ТДТН-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТЖ-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	240	—	—	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	290	—	—	85	0,5	0,5	0,5	1,0	48,6	0	82,5	625
(в знаменателе — выпуск пос- ле 1985 г.)	305	—	—	65	—	0,55	0,48	3,2	59,2	—	131	—

Тип трансформатора и автотрансформатора	Каталожные данные					Расчетные данные						
	$\Delta P_{\text{н}}$ , кВт, обмоток			$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %	$R_{\text{тр}}$ , Ом, обмоток			$X_{\text{тр}}$ , Ом, обмоток			$\Delta Q_{\text{х}}$ , квар
	В-Н	В-С	С-Н			В	С	Н	В	С	Н	
АТДЦТН-200000/220/110	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50% номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ( $\pm 8 \times 1,5\%$ ;  $\pm 12 \times 1\%$ ) или на стороне СН ( $\pm 6 \times 2\%$ ).

Таблица 6.43. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	Пределы регулируе- мости, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ , кВ, обмоток		$\mu_{\text{н}}$ , %	$\Delta P_{\text{н}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %	$R_{\text{тр}}$ , Ом	$X_{\text{тр}}$ , Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$ , квар
			В	Н							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,80	4,00	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,60	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,70	1,90	63	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,50	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75 20	11	880	330	0,40	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,17	11,6	2200
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН

Таблица 6.44. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	Пределы регулируе- мости, %	Каталожные данные					
			$U_{\text{ном}}$ , кВ, обмоток			$\mu_{\text{н}}$ , %, обмоток		
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5$	158	27,5; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	$\pm 4 \times 2,5$	158	115	6,6	5,3	15	15

Продолжение табл. 6.44

Тип трансформатора	Каталожные данные					Расчетные данные						
	$\Delta P_{\text{н}}$ , кВт, обмоток			$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %	$R_{\text{тр}}$ , Ом, обмоток			$X_{\text{тр}}$ , Ом, обмоток			$\Delta Q_{\text{х}}$ , квар
	В-С	В-Н	С-Н			В	С	Н	В	С	Н	
ТДТН-16000/150	96	—	—	25	1,0	4,70	4,70	4,70	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,90	2,90	2,90	112,5	0	67,5	225
ТДТН-40000/150	185	—	—	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	—	—	67	0,7	0,90	0,90	0,90	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,20	14,20	6,6	6,6	30,9	1500

Примечания: 1. Для автотрансформатора мощность обмотки НН равна 20% от номинальной. 2. Регулирование напряжения осу- ществляется за счет РПН в нейтрали ВН, для автотрансформатора 100 МВ·А — на стороне СН.

Таблица 6.45. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U <sub>ном</sub> , кВ, обмоток		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>н</sub> , кВт	j <sub>к</sub> , %	R <sub>тр</sub> , Ом	X <sub>тр</sub> , Ом	ΔQ <sub>к</sub> , квар
			В	Н							
ТДН-16000/150	16	±8×1,5	158	6,6; 11	11	85	21	0,89	8,30	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8×1,5	158	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	10,5	145	85	0,70	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8×1,5	158	6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150, ТДЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (трансформаторы 16–63 МВ·А) или ПБВ (трансформатор 250 МВ·А).

Таблица 6.46. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Каталожные данные					
		U <sub>ном</sub> , кВ, обмоток			u <sub>к</sub> , %, обмоток		
		В	С	Н	В–С	В–Н	С–Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	27,5; 38,5	6,6; 11	17 (10,5)	10,5 (17)	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТНЖ-25000/110	25	115	11; 27,5	6,6; 11; 27,5	17	10,5	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	11,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-63000/110*	63	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДЦТН-80000/110*	80	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Продолжение табл. 6.45

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные			ΔQ <sub>к</sub> , квар
	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>н</sub> , кВт	j <sub>к</sub> , %	R <sub>тр</sub> , Ом, обмоток			X <sub>тр</sub> , Ом, обмоток			
				В	С	Н	В	С	Н	
ТМТН-6300/110	60	14	1,20	10	10	10	225	0	131	75,5
ТДТН-10000/110	80	19	1,10	5,30	5,30	5,30	142	0	82	110
ТДТН-16000/110*	105	26	1,05	2,70	2,70	2,70	88	(0); 52	(52); 0	168
ТДТН-25000/110	145	36	1,00	1,50	1,50	1,50	54	0	33	250
ТДТНЖ-25000/110	145	45	1,00	1,50	1,50	1,50	57	33	0	250
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	(0); (20,7)	20,7; (0)	320
ТДТН-40000/110*	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
ТДТН-63000/110*	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536
ТДЦТН-80000/110*	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Примечание. Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78% в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТДТНЖ-40000 с РПН ±8×1,5% на ВН.

\* При X<sub>тр</sub> обмотки СН, равной нулю, обмотки НН изготавливаются с U<sub>ном</sub> = 6,3 или U<sub>ном</sub> = 10,5 кВ.

Таблица 6.47. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
			В	Н							
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,50$ $\pm 8 \times 1,50$	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5,0	1,50	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11; 22	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$				60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78$				85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,7	1,44	34,8	260
ТД-40000/110	40	$\pm 2 \times 2,50$	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,7	1,46	38,4	260

Продолжение табл. 6.47

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
			В	Н							
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,60	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	$\pm 2 \times 2,50$	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,60	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	$\pm 2 \times 2,5$	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	$\pm 2 \times 2,50$	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,50	0,23	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	$\pm 2 \times 2,50$	121	15,75	10,5	640	200	0,50	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	$\pm 2 \times 2,50$	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН в нейтрали ВН, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и типа ТД с ПБВ на стороне ВН. 2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ·А — с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

Таблица 6.50. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 10 и 20 кВ

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>ном</sub> кВ, обмоток		η <sub>кв</sub> , %	ΔP <sub>кв</sub> , кВт	ΔP <sub>л</sub> , кВт	I <sub>кв</sub> , %	R <sub>гр</sub> , Ом	X <sub>гр</sub> , Ом	ΔQ <sub>кв</sub> , квар
		В	Н							
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	10,5	6,3(3,15)	6,5	33,5	5,98	0,90	0,24	1,80	36
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	10,5	6,3(3,15)	6,5	46,5	8,33	0,80	0,13	1,14	50,4
ТД-10000/35	10	10,5	6,3(3,15)	7,5	92	29	3,00	0,10	0,82	300
ТДН-10000/35	10	10,5	6,3(3,15)	14,4	96	28	4,00	0,10	1,60	400
ТДНС-10000/35	10	10,5	6,3(3,15)	—	—	—	—	—	—	—
ТДНС-16000/35	16	10,5	6,3	—	—	—	—	—	—	—
ТМ-630/20	0,63	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	6,3	2,45	1,97	7,00	45,50	12,4
ТМН-630/20	0,63	20	6,3; 10,5	6,5	7,6	2,00	2,00	8,50	45,50	12,6
ТМН(ТМ)-1000/20	1,0	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	11,9	2,75	1,50	5,24	29,20	15
ТМН(ТМ)-1600/20	1,6	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	1,40	2,96	17,80	22,4
ТМН(ТМ)-2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,10	1,10	4,70	11,40	27,5
ТМН(ТМ)-4000/20	4,0	20	6,3; 10,5	7,5	33,5	6,70	1,00	0,91	8,30	40
ТМН(ТМ)-6300/20	6,3	20	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,40	0,90	0,52	5,20	56,7
ТРДН-25000/20	25	20	6,3/10,5	9,5	145	29	0,70	0,10	1,60	175
ТРДН-32000/20	32	20	6,3/10,5	11,5	180	33	0,70	0,08	1,60	224
ТРДН-40000/20	40	20	6,3/6,3	14	225	39	0,65	0,06	1,55	260
ТРДН-63000/20	63	20	10,5/10,5	11,5	280	55	0,60	0,03	0,88	378
ТМ-63/20	0,063	20	0,23; 0,4	5,30	1,47	0,29	2,80	164,0	370	1,76
ТМ(ТМН)-100/20	0,1	20	0,23; 0,4	6,65	2,12	0,46	4,16	94,5	293	4,16
ТМ(ТМН)-160/20	0,16	20	0,23; 0,4	6,65	2,80	0,66	2,40	49,5	182	3,84
ТМ(ТМН)-250/20	0,25	20	0,23; 0,4	6,65	3,95	0,96	2,30	27,6	116	5,75
ТМ(ТМН)-400/20	0,4	20	0,23; 0,4	6,50	5,50	1,35	2,10	15,2	73	8,40

Примечания: 1. Трансформаторы типов ТМ и ТД регулировки не имеют. Трансформаторы ТМН, ТДН и ТРДН имеют РПН от +10х1,5 до -8х1,5% на стороне ВН. 2. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения (типа ТРДН)

Таблица 6.51. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> кВ·А	Каталожные данные				Расчетные данные		
		U <sub>ном</sub> кВ, обмоток		η <sub>кв</sub> , %	R <sub>гр</sub> , Ом	X <sub>гр</sub> , Ом	ΔQ <sub>кв</sub> , квар	
		В	Н					
ТМ-25/6	25	6,3	0,4; 0,23	3,2	39,60	54	0,8	
ТМ-25/10	25	10	0,4; 0,23	3,2	110	150	0,8	
ТМ-40/6	40	6,3	0,23	4,5	19,80	35,4	1,8	
ТМ-40/10	40	10	0,4	3,0	62,50	99	1,2	
ТМ-63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,5	13,30	23,2	1,76	
ТМ-63/10	63	10	0,4; 0,23	2,8	37	70,5	1,76	
ТМ-100/6	100	6,3	0,4; 0,23	2,6	8,18	14,7	2,6	
ТМ-100/10	100	10	0,31-0,365	2,6	22,70	40,8	2,6	
ТМ-160/6-10	160	6,3; 10	0,46-0,54	2,4	4,35	10,2	3,8	
ТМ-250/10	250	10	1,05	3,7	6,70	15,6	9,2	
ТМ-400/10	400	10	0,92-1,08	3,0	3,70	10,6	12,0	
ТМ-630/10	630	10	1,42-1,68	2,0-3,0	2,12	8,5	18,9	
ТМ-1000/6	1000	6,3	2,3-2,75	1,5	0,44	2,84	1,5	
ТМ-1000/10	1000	10	2,1-2,45	1,4-2,8	1,22	5,35	2,6	
ТМ-1600/10	1600	10	2,8-3,3	1,3-2,6	0,70	3,27	41,6	
ТМ-2500/10	2500	10	3,9-4,6	1,0	0,40	2,16	25	

Продолжение табл. 6.51

Таблица 6.52. Линейные регулировочные трансформаторы

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	$U_{ном}$ , кВ	Каталожные данные						Расчетные данные			
			$\Delta R_x$ , кВт		$\Delta P_x$ , кВт		$I_x$ , %		$X$ , Ом	$\Delta Q_{ст}$ , квар		
			для положений переключателя							для положений переключателя		
			1	23	1; 23	11-23	1	11-23		11-23	1	
ЛТМН-16000/10	16	6,6-11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04-0,1	800	376	
ЛТДН-40000/10	40	6,6-11	70	38	18,5	7	3,5	2,50	0,02-0,04	1400	1000	
ЛТДН-63000/10	63	38,5	110	60	25	12	3,1	2,10	0,33	1953	1323	
ЛТДН-100000/10	100	38,5	140	75	40	16	3,5	1,5	0,2	3500	1500	

Примечания: 1. Каталожные данные приведены к проходной мощности. 2. Положения переключателей 1 и 23 отвечают соответственно максимальному и минимальному напряжениям  $\pm 10 \times 1,5\%$   $U_{ном}$ . 3. Положения переключателей 11-23 — нулевые.

Таблица 6.53. Последовательные регулировочные трансформаторы

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные							Расчетные данные	
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , квар
			В	С	Н						
ВРТДНУ-120000/35/35	120	АТДЦТГ-120000/330/121	330	121	38,5	11,3	142	33	3,3	33	3960
		АТДЦТГ-120000/220/121	220	121	38,5	11,3	—	—	—	—	—
ВРТДНУ-180000/35/35	180	АТДЦТГ-180000/220/121	230	121	11	12,6-0- -12,8	147	38	4,4	38	7920

Продолжение табл. 6.53

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные							Расчетные данные	
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , квар
			В	С	Н						
		АТДЦТГА-180000/220/121	242	121	6,3	11,6-0- -11,7	123	36	4,4	36	—
		АТДЦТГ-180000/220/121	230	121	38,5	14,0-0- -14,2	163	38	4,4	38	—
ВРТДНУ-180000/35/35	240	АТДЦТГ-240000/220	230	121	11	10,9-0- -10,9	154	40	3,8	40	9120
		АТДЦТГ-240000/330	330	165	11	11,8-0- -11,8	183	40	3,8	40	—
		АТДЦТ-240000/330	330	242	11	10-0-10,1	85	30	4,0	30	9600
		АТДЦТГ-240000/330	330	165	40,4	13,5-0- -13,2	210	40	3,8	40	9120
		АТДЦТ-240000/330/220	347	242	11	12,8-0- -13	132	29	3,8	29	—
		АТДЦТГ-240000/220/121	230	121	38,5	11,1-0- 11,3	178	47	3,8	47	—
		АТДЦТ-240000/330/220	347	242	38,5	13-0-13,5	132	29	3,8	29	—

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные							Расчетные данные	
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , квар
			В	С	Н						
ВРТДНУ-270000/35/35	270	$3 \times \text{АОДЦТГ} - 90000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	110	11	11,7—0— —11,7	165	40	3,8	40	10260
ВРТДНУ-360000/35/35	360	$2 \times \text{ТДЦТГА} - 180000 / 220$	242	121	18	15,56—0— —14,85	275	40	3,8	40	13680
			242	121	10,5						
ВРТДНУ-405000/35/35	405	$3 \times \text{АОДЦТГ} - 135000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	242	38,50	—	180	50	4,25	50	17212
		$3 \times \text{АОДТГ} - 135000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	242	11	—	180	—	—	—	—
		$3 \times \text{АОДЦТГ} - 135000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	242	13,80	—	200	—	—	—	—
		$3 \times \text{АОДТЦГ} - 135000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	242	38,50	—	180	—	—	—	—
		$3 \times \text{АОДЦТГ} - 133000 / \frac{400}{\sqrt{3}}$	400	231	34	11,5—0— —11,3	200	—	—	—	—
		$3 \times \text{АОДЦТГ} - 135000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	525	242	18	10,5—0— —10,5	180	—	—	—	—

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные							Расчетные данные	
			$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , квар
			В	С	Н						
		$3 \times \text{АОДЦТГ} - 130000 / \frac{500}{\sqrt{3}}$	500	242	38,50	12,3—0— —12,6	230	—	—	—	—
ВРТДНУ-480000/35/35	480	$2 \times \text{АДЦТГ} - 240000 / 220$	242	121	15,75	14,3—0— —13,8	242	57	4,50	57	21600
			330	242	11	13,85—0— —13,85	202	40	4	40	19200
					38,50	12,2—0— —12,4					
ВРТДНУ-480000/35/35	480	$2 \times \text{АТДЦТГ} - 240000 / 330$	330	165	11	17,4—0— —16,6	295	50	3,5	50	16800
			330	165	38,5	17,3—0— —17,9	295	50	3,5	50	—
ВРТДНУ-750000/35/35	750	$3 \times \text{АОДЦТГ} - 250000 / \frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{220}{\sqrt{3}}$	500	242	11	10,55	215	93	4,7	93	35250
			500	242	38,5	10,06	—	—	—	—	—

## § 6.7. Выбор сечений по нагреву

Таблица 6.54.А. Длительно допустимые нагрузки и активные сопротивления сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АпСК

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий/ /сталь)	Наружный диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление при 20°С R, Ом/км	Длительно допустимый ток нагрузки при 25°С I <sub>доп.</sub> А		Масса провода, кг/км
			вне помещений	внутри помещений	
35/6,2	8,4	0,79	175	135	148
50/8	9,6	0,603	210	165	195
70/11	11,4	0,429	265	210	276
95/16	13,5	0,306	330	260	385
120/19	15,2	0,249	390	313	471
120/27	15,4	0,253	375	—	528
150/19	16,8	0,199	450	365	554
150/34	17,5	0,201	450	—	675
185/24	18,9	0,157	520	430	705
185/29	18,8	0,162	510	425	728
240/32	21,6	0,121	605	505	921
240/39	21,6	0,124	610	505	952
300/39	24	0,098	710	600	1132
300/48	24,1	0,099	690	585	1186
330/27	24,8	0,088	730	—	1152
400/22	26,6	0,075	830	713	1261
400/51	27,5	0,075	825	705	1490
500/27	29,4	0,061	960	830	1537
500/64	30,6	0,060	945	815	1852
600/72	33,2	0,051	1050	920	2170
700/86	36,2	0,043	1180	1040	2575
800/105	39,7	0,036	—	—	3092
1000/56	42,4	0,029	—	—	3210

Таблица 6.54.Б. Длительно допустимые нагрузки и активные сопротивления алюминиевых проводов марок А, Ап

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Наружный диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление при 20°С R, Ом/км	Длительно допустимый ток нагрузки при 25°С I <sub>доп.</sub> А		Масса провода, кг/км
			вне помещений	внутри помещений	
35	7,5	0,850	170	130	94
50	9,0	0,588	215	165	135
70	10,6	0,420	265	210	189
95	12,3	0,315	320	255	252
120	14,0	0,251	375	300	321
150	15,8	0,198	440	355	406
185	17,5	0,161	500	410	502
240	20,0	0,123	590	490	655
300	22,1	0,102	680	570	794
350	24,2	0,085	725	—	952
400	25,6	0,076	815	690	1072

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Наружный диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление при 20 °С R, Ом/км	Длительно допустимый ток нагрузки при 25 °С I, доп. А		Масса провода, кг/км
			вне помещений	внутри помещений	
450	27,3	0,067	—	—	1378
500	29,1	0,059	980	820	1378
550	30,3	0,054	—	—	1500
600	31,5	0,050	1070	930	1618
650	32,9	0,046	—	—	1771
700	34,2	0,042	—	—	1902
750	35,6	0,039	—	—	2062
800	36,9	0,036	—	—	2920

Таблица 6.55. Длительно допустимые нагрузки проводов, шнуров и кабелей до 1 кВ с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А				
	проводов и шнуров с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенных			кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенных	
	открыто	в одной трубе		на воздухе	в земле
		два одножильных	три одножильных		
2,5	24	20	19	—	—
4	32	28	28	27	38
6	39	36	32	35	46
10	55	50	47	45	65
16	80	60	60	60	90
25	105	85	80	75	115
35	130	100	95	95	135
50	165	140	130	110	165
70	210	175	165	140	200
95	255	215	200	165	240
120	295	245	220	200	270

Таблица 6.56. Длительно допустимые нагрузки кабелей 1—10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле при температуре почвы 15 °С

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей до 1 кВ	
	3 кВ		6 кВ		10 кВ		медь	алюминий
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий		
2,5	—	—	—	—	—	—	—	
4	40	31	—	—	—	—	—	
6	55	42	—	—	—	50	38	
	70	55	—	—	—	60	46	

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей до 1 кВ	
	3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
10	95	75	80	60	—	—	85	—
16	120	90	105	80	95	75	115	65
25	160	125	135	105	120	90	150	90
35	190	145	160	125	150	115	175	115
50	235	180	200	155	180	140	215	135
70	285	220	245	190	215	165	265	165
95	340	260	295	225	265	205	310	200
120	390	300	340	260	310	240	350	240
150	435	335	390	300	355	275	395	270
185	490	380	440	340	400	310	450	305
240	570	440	510	390	460	355	—	345

Примечание. Допустимые длительные токовые нагрузки, приведенные в таблице, соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил: для кабелей до 3 кВ — 80 °С, для кабелей до 6 кВ — 65 °С и 10 кВ — 60 °С.

Таблица 6.57. Длительно допустимые нагрузки кабелей 1—10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых на открытом воздухе при температуре 25 °С

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей до 1 кВ	
	до 3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
2,5	28	22	—	—	—	—	—	—
4	37	29	—	—	—	—	35	—
6	45	35	—	—	—	—	45	—
10	60	46	55	42	—	—	60	—
16	80	60	65	50	60	46	80	—
25	105	80	90	70	85	65	100	—
35	125	95	110	85	105	80	120	—
50	155	120	145	110	135	105	145	110
70	200	155	175	135	165	130	185	140
95	245	190	215	165	200	155	215	165
120	285	220	250	190	240	185	260	200
150	330	255	290	225	270	210	300	230
185	375	290	325	250	305	235	340	260
240	430	330	375	290	350	270	—	—

Примечание. См. примечание к табл. 6.56.

Таблица 6.58. Длительно допустимые нагрузки кабелей с отдельно изолированными (или с отдельно опрессованными) жилами, с бумажной изоляцией

Сечение изолированной жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля							
	20 кВ				35 кВ			
	в земле		в воздухе		в земле		в воздухе	
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
35	110	85	85	65	—	—	—	—
35	135	105	100	75	—	—	—	—
50	165	125	120	90	—	—	—	—
70	200	155	150	115	195	150	145	110
95	240	185	180	140	235	180	180	140
120	275	210	205	160	270	210	205	160
150	315	240	230	175	310	240	230	175
185	355	275	265	205	—	—	—	—

Примечания: 1. Допустимые длительно токовые нагрузки, приведенные в таблице, относятся к допустимой температуре нагрева жилы 50 °С. 2. Температура почвы 15 °С; температура воздуха 25 °С.

Таблица 6.59. Длительно допустимые нагрузки кабелей 110 кВ, проложенных в стальном трубопроводе с маслом под давлением (медные жилы)

Сечение изолирующей жилы, мм <sup>2</sup>	Внешний диаметр трубопровода с антикоррозионным покрытием	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля		
		в воздухе	в земле	
			одноцепная линия	двухцепная линия
180	144	420	330	300
270	159	590	450	395
400	186	735	540	475
550	186	860	615	540
800	211	980	670	585

Таблица 6.60. Длительно допустимые нагрузки кабелей 220 кВ, проложенных в стальном трубопроводе с маслом под давлением (медные жилы)

Сечение изолирующей жилы, мм <sup>2</sup>	Внешний диаметр трубопровода с антикоррозионным покрытием	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля		
		в воздухе	в земле	
			одноцепная линия	двухцепная линия
270	211	520	425	380
400	239	630	495	450
550	239	730	555	500
800	239	830	615	540

Таблица 6.61. Длительно допустимые нагрузки проводов с медными жилами и резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными и алюминиевыми жилами, с резиновой изоляцией, в свинцовой полихлорвиниловой и негорючей резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А, проводов и кабелей при прокладке				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	—
2,5	30/23	27/21	44/34	25/19	27
4	41/31	38/29	55/42	35/27	38/29
6	50/38	50/38	70/55	42/32	49/38
10	80/60	70/55	105/80	55/42	60/46
16	100/75	90/70	135/105	75/60	90/70
25	140/105	115/90	175/135	90/75	115/90
35	170/130	140/105	210/160	120/90	150/115
50	215/165	175/135	265/205	145/110	180/140
70	270/210	215/165	320/245	180/140	225/175
95	325/250	260/200	385/295	220/170	275/210
120	385/295	300/230	445/340	260/200	330/255
150	440/340	350/270	505/390	305/235	385/295
185	510/395	405/310	570/440	350/270	435/335
240	605/465	—	—	—	500/385

Примечания: 1. Перед косой чертой — нагрузки для медных жил, за чертой — для алюминиевых жил. 2. Токковые нагрузки относятся к кабелям с заземляющей жилой и сечение ее. 3. Провода — только для прокладки в воздухе. 4. Температура почвы 15 °С; температура воздуха 25 °С.

Таблица 6.62. Длительно допустимые нагрузки проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А, проводов, проложенных в одной трубе					
	открыто	два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1,0	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19	25	21
4	42/32	38/28	35/28	30/23	32	27
6	50/39	46/36	62/32	40/30	40	34
10	80/55	70/50	80/47	50/39	55	50

Сечение токо- проводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А, проводов, проложенных в одной трубе					
	открыто	два одно- жильных	три одно- жильных	четыре одно- жильных	один двух- жильный	один трех- жильный
16	100/80	85/60	90/60	75/55	80	70
25	140/105	115/85	100/80	90/70	100	85
35	170/130	135/100	125/95	115/85	125	100
50	215/165	185/140	170/130	150/120	165	135
70	270/210	225/175	210/165	185/140	195	175
95	339/255	275/215	255/200	225/175	245	215
120	385/295	315/245	290/220	260/200	295	250
150	440/340	360/275	330/255	—	—	—
185	510/390	—	—	—	—	—
240	605/465	—	—	—	—	—
300	695/535	—	—	—	—	—
400	830/645	—	—	—	—	—

Примечания: 1. При определении числа проводов, проложенных в одной трубе, нулевой рабочий провод в расчет не принимается. 2. Перед косой чертой — нагрузки для медных жил, за чертой — для алюминиевых жил.

Таблица 6.63. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле, в трубах и без труб

Удельная нагрузка, мм	Поправочные коэффициенты при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Примечание. При определении допустимых расчетных нагрузок в число рядом лежащих кабелей не включается число резервных кабелей.

Таблица 6.64. Поправочные коэффициенты на температуру земли (э) и воздуха (в) для определения допустимых токов на силовые кабели, голые и изолированные провода

Нормированная температура среды, °С	Предельная температура проводников, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15э	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25в	—	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25в	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15э	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25в	—	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15э	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25в	—	1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15э	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25в	—	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15э	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25в	—	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица 6.65. Допустимые температуры проводников

Вид и материал проводника	Длительно допустимая температура жил $\theta_{ж.дл}$ , °С	Кратковременно допустимая температура жилы при перегревах $\theta_{ж.к}$ , °С	Максимально допустимое превышение нагрева жилы при токе КЗ $t_{ж макс}$ , °С	
Шины и голые провода:				
медные	70	125	250	
алюминиевые	70	125	150	
стальные, непосредственно не соединенные с аппаратами	70	125	350	
то же, непосредственно соединенные с аппаратами	70	125	250	
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на- пряжением, кВ:			С медными жилами	С алюми- ниевыми жилами
до 3	80	125	200	150
6	65	100	200	150
10	60	90	200	150
20	50	—	125	—
35	50	—	125	—
Кабели и провода с рези- новой изоляцией:				
обычной	55	100	150	150
теплостойкой	65	110	150	150
Провода с поливинилхло- ридной изоляцией	70	—	150	150

Таблица 6.66. Расчетная температура окружающей среды для проводников и аппаратов

Проводники и аппараты	Среда	Температура $\theta_p$ , °С
Проводники: провода, шины, кабели	Воздух	25
	Земля	15
	Вода	15
Аппараты	Воздух	35

Таблица 6.67. Допустимые перегрузки на период максимума в течение 5 сут. на кабели до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией

Нагрузка, % от номинальной	Условия прокладки	Допустимая перегрузка линии по отношению к номинальной нагрузке при длительности максимума, ч		
		1	2	3
60	В земле	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,35	1,25	1,25

Нагрузка, % от номинальной	Условия прокладки	Допустимая перегрузка линии по отношению к номинальной нагрузке при длительности максимума, ч		
		1	2	3
80	В земле	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,30	1,25	1,25

Таблица 6.68. Допустимые длительности перегрузок маслонаполненных кабелей 110—220 кВ сечением 270—700 мм<sup>2</sup>, проложенных в земле

Перегрузка, % от номинальной	Предварительная нагрузка, предшествующая перегрузке, % от номинальной			Допустимая длительность перегрузки, ч		
	0	50	80	60	55	40
125	0	50	80	60	55	40
140	0	50	80	6,5	6	3,5

Таблица 6.69. Предельные токи КЗ по условию термической устойчивости кабелей

Время $t_{\phi}$ , с	Токи КЗ, кА, при сечениях, мм <sup>2</sup>								
	25	35	50	70	95	120	150	185	240
0,50	3,45	4,80	6,90	9,65	13,00	16,50	20,00	25,45	34,25
0,75	2,80	3,95	5,60	7,90	10,65	13,50	16,90	20,50	27,20
1,00	2,44	3,40	4,85	6,80	9,25	11,80	14,60	18,00	23,50
1,50	2,00	2,80	4,00	5,55	7,55	9,55	11,90	14,75	19,30
4,00	1,72	2,40	3,45	4,80	6,55	8,25	10,30	12,75	16,65

## § 6.8. Предохранители

Таблица 6.70. Предохранители с наполнителем, с закрытым неразборным патроном серии НПН и разборные серии ПН-2 до 500 В

Тип	Номинальный ток, А		Действующее значение расчетного предельного отключения, кА	Масса, кг	Цена предохранителя (патрона и контактных вставок), руб.-коп.
	предохранителя	плавкой вставки			
НПН-15	15	6; 10; 15	10	0,39	0—90
НПН-60	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	6	0,48	1—35
ПН-2-100	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	50	0,50	0—60
ПН-2-250	250	80; 100; 120; 150; 200; 250	40	1,00	1—05
ПН-2-400	400	200; 250; 300; 350; 400	25	1,55	1—80
ПН-2-600	600	300; 400; 500; 600	25	2,90	3—80
ПН-2-1000	1000	—	—	4,80	5—10

Таблица 6.71. Предохранители трубчатые с закрытым разборным патроном без наполнителя серии ПР-2 на напряжение до 500 В

Габарит. напряжение сети, В	Номинальный ток, А		Отключаемый ток, кА*	Масса предохранителя, кг	Цена предохранителя (патрона и контактной стойки за 1 шт.), руб.-коп.	
	патрона	плавкой вставки				
<b>220 В 380 В</b>						
1; 220	15	6; 10; 15	1,2	0,8	0,08	0—15
	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	5,5	1,8	0,14	0—30
	100	60; 80; 100	11	6	0,51	1—00
	200	100; 125; 160; 200	11	6	0,88	1—31
	350	200; 225; 260; 300; 350	11	6	1,68	2—58
	600	350; 430; 500; 600	15	13	3,28	4—15
	1000	600; 700; 850; 1000	15	15	7,47	10—10
<b>380 В 500 В</b>						
11; 550	15	Аналогично	8	7	0,17	0—31
	60	габариту 1	4,5	3,5	0,24	0—56
	100		11	10	0,55	1—11
	200		11	10	0,93	1—61
	350		13	11	1,80	2—88
	600		23	20	3,42	4—55
	1000		20	20	7,62	11—00

\* Действующее значение.

Таблица 6.72. Отношение  $k$  проходящего по вставке тока к номинальному для предохранителей серии ПР-2

Пределы изменения номинального тока, А	Длительность протекания, ч	Значение $k$ , при котором вставка	
		не плавится	плавится
60—350	1	1,3	1,6
430—1000	2	1,3	1,6

Таблица 6.73. Предохранители с наполнителем, с закрытым неразборным патроном серии НПН и разборные серии ПН-2 напряжением до 500 В

Тип	Номинальный ток, А		Расчетный предельный ток отключения, кА*	Масса, кг	Цена предохранителя (патрона и контактной стойки), руб.-коп.
	предохранителя	плавкой вставки			
НПН-15	15	6; 10; 15	10	0,39	0—90
НПН-60	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	6	0,48	1—35

Продолжение табл. 6.73

Тип	Номинальный ток, А		Расчетный предельный ток отключения, кА*	Масса, кг	Цена предохранителя (патроны и контактные стойки), руб.-коп.
	предохранителя	плавкой вставки			
ПН-2-100	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	50	0,50	0—60
ПН-2-250	250	80; 100; 120; 150; 200; 250	40	1,00	1—05
ПН-2-400	400	200; 250; 300; 350; 400	25	1,55	1—80
ПН-2-600	600	300; 400; 500; 600	25	2,90	3—80
ПН-2-1000	1000	—	—	4,80	5—10

Примечание. Источники — каталог 3122, преискурант 15—04 и дополнение № 4.

\* Действующее значение.

Таблица 6.74. Минимальные кратности допустимых токовых нагрузок на провода, кабели по отношению к номинальным токам, токам трогания или токам уставки защитных аппаратов

Значение тока защитного аппарата	Кратность допустимых длительных токов			
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией, для которых защита от перегрузки обязательна		Кабели с бумажной изоляцией	Сети, не требующие защиты от перегрузки
	взрыво- и пожароопасные помещения, жилые, торговые помещения и т. п.	невзрыво- и непожароопасные производственные помещения промышленных предприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1,00	1,0	1,0	1,00
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки ее кратность тока не ограничивается)	1,00	1,0	0,8	0,66

Таблица 6.75. Минимальные сечения заземляющих проводников в электроустановках до 1 кВ

Наименование проводников	Сечения проводников, мм <sup>2</sup>	
	медных	алюминиевых
Голые проводники при открытой прокладке	4,0	6,0
Изолированные провода	1,5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов, находящихся в общей защитной оболочке с фазными жилами	1,0	1,5

Таблица 6.76. Значения допустимой минимальной кратности тока КЗ по отношению к току защитного аппарата

Условия прокладки сети	Допустимая кратность тока КЗ по отношению		
	к номинальному току плавкой вставки предохранителя	к току уставки срабатывания автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель (отсечку)	к номинальному току расцепителя автоматического выключателя с обратной зависимой от тока характеристикой
В невзрывоопасном помещении при выполнении требований табл. 6.74	3	1,1k <sub>p</sub>	3
В невзрывоопасном помещении при невыполнении требований табл. 6.74	5	1,5k <sub>p</sub>	—
В взрывоопасном помещении	4	1,1k <sub>p</sub>	5

Примечания: 1. k<sub>p</sub> — коэффициент, учитывающий разброс характеристик автоматических выключателей с электромагнитным расцепителем. 2. При отсутствии данных завода изготовителя о гарантируемой точности уставки тока срабатывания автоматического выключателя с электромагнитным расцепителем (отсечкой) допускается принимать значения коэффициента k<sub>p</sub> для автоматических выключателей на номинальный ток до 100 А равными 1,4 и для 100 А — равными 1,25. 3. При затруднении в выполнении требований, указанных в таблице, допускается применение быстродействующей защиты от замыкания на землю.

## § 6.9. Сопротивления и проводимости проводов и кабелей и некоторые сведения по длинным линиям

Таблица 6.77. Значения экономической, натуральной и допустимой мощностей длинных линий

Номинальное напряжение, кВ	Марка провода	Волновое сопротивление $Z_0$ , Ом	Натуральная мощность $P_{н\tau}$ , МВт	Экономическая мощность, МВ·А	Допустимая мощность по условиям нагрева, МВт
6	АС-35	440	0,10	0,40	1,8
10	АС-50	430	0,25	0,90	3,8
20	АС-70	415	1,0	2,5	9,5
35	АС-95	410	3,0	6,0	20
110	АС-185	405	30	40	98
150	АС-240	402	56	65	160
220	АС-300	400	121	114	263
330	2×АС-300	310	350	342	786
500	3×АС-500	252	900	1650	2530
750	5×АС-300	233	2100	2200	4700
1150	8×АС-300	236	5200	3800	8200

Таблица 6.78. Зарядная мощность кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	$Q_{ст}$ квар/км			
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
10	2,3	—	—	—
16	2,6	5,9	—	—
25	4,1	8,6	24,8	—
35	4,6	10,7	27,6	—
50	5,2	11,7	31,8	—
70	6,6	13,5	35,9	86
95	8,7	15,6	40,0	95

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	$Q_{ос}$ , квар/км			
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
120	9,5	16,9	42,8	99
150	10,4	18,3	47,0	112
185	11,7	20,0	51,0	115
240	13,0	21,5	—	—

Таблица 6.79. Средние значения реактивных сопротивлений  $X_0$ , емкостных проводимостей  $b_0$  и мощностей  $Q_{ос}$ , генерируемых линиями (для приближенных расчетов)

Тип линии и напряжения, кВ	$X_0$ , $\frac{См}{км}$	$b_0 \frac{См}{км} \cdot 10^{-6}$	$Q_{ос} \frac{квар}{км}$
<b>Кабельные:</b>			
до 1	0,06	—	—
6—10	0,08	—	—
20	0,11	—	—
35	0,125	—	—
<b>Изолированные провода внутренней про- водки</b>	0,22	—	—
<b>Воздушные:</b>			
до 1	0,31	—	—
6—10	0,38	—	—
20—35	0,40	2,8	—
110	0,40	2,8	36
150	0,41	2,7	68
220	0,42	2,7	140
330 (два провода в фазе)	0,32	3,5	430
500 (три провода в фазе)	0,29	3,8	950
750 (пять проводов в фазе)	0,27	4,0	2250

Таблица 6.80. Активные и индуктивные сопротивления и емкостные проводимости трехжильных кабелей

Номинальное сечение жил, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жил, при 20°С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км при номинальном напряжении кабеля, кВ						Емкостная проводимость, (См/км) · 10 <sup>-6</sup>							
	алюминий	медь	до 1	6	10	20	35	5	10	20	35	5	10	20	35	
4	7,74	4,60	0,0950	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	5,17	3,07	0,0900	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	3,10	1,84	0,0730	0,110	0,122	—	—	62,8	—	—	—	—	—	—	—	—
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	—	—	72,2	—	—	—	—	—	—	—	—
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	—	88	72,2	53,5	—	—	—	—	—	—
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	—	97,2	85	60	—	—	—	—	—	—
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	—	114	91	66	—	—	—	—	—	—
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,116	0,137	127	97,5	75,5	56,6	—	—	—	—	—
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	134	110	81,5	63	—	—	—	—	—
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120	145	116	100	75,5	—	—	—	—	—
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	162	138	110	81,5	—	—	—	—	—
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,101	0,113	169	141	119	88	—	—	—	—	—
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	—	—	185	144	132	97,3	—	—	—	—	—

Примечание: 1. Активные и индуктивные сопротивления даны для трехжильных кабелей с номинальным напряжением 6-10 кВ и с номинальной мощностью 25-35 кВт — с номинальным напряжением 10-15 кВ.

Таблица 681. Сопротивления и длительно допустимый ток для алюминиевых шин

Ширина, мм	Активное сопротивление, мОм/м	Индуктивное сопротивление, мОм/м, при $D_{ср}$ , мм			Длительно допустимый ток, А
		150	200	300	
25×3	0,475	0,200	0,225	0,224	265
30×4	0,296	0,189	0,206	0,235	365
40×4	0,222	0,170	0,189	0,214	480
40×5	0,177	0,170	0,189	0,214	540
50×5	0,142	0,157	0,180	0,200	665
50×6	0,118	0,157	0,180	0,200	740
60×6	0,099	0,145	0,163	0,189	870
60×8	0,074	0,145	0,163	0,189	1025
80×8	0,055	0,126	0,145	0,170	1320
80×10	0,0445	0,126	0,145	0,170	1480
100×10	0,036	0,113	0,133	0,157	1820

Примечание. Величина  $D_{ср}$  определяется по (1.17).

Таблица 682. Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных шин различного сечения

Ток по проводу, А	Сопротивления проводов, Ом/км, при диаметре, мм					
	3,5		4,0		5,0	
	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58
4	18,5	11,90	14,3	9,70	10,80	8,10
6	21,4	16,30	16,5	12,50	13,80	11,20
8	21,7	16,70	18,0	14,20	15,40	13,30
10	21,9	17,10	18,1	14,30	14,60	12,40

Ток по проводу, А	Сопротивления проводов, Ом/км, при диаметре, мм					
	3,5		4,0		5,0	
	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$
15	20,2	18,30	17,3	13,30	13,60	11,40
20	—	—	—	—	12,70	10,50

Таблица 6.83. Сопротивления стальных голых многопроволочных проводов при температуре нагрева 20°C, применяемых для воздушных электрических линий, Ом/км

Ток, А	Активное и индуктивное сопротивление провода, Ом/км									
	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$
20	6,70	1,63	4,80	1,16	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09
25	6,97	1,91	5,20	1,45	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09
30	7,10	2,01	5,50	1,66	3,10	0,59	1,77	0,30	1,56	0,09
35	7,10	2,06	5,60	1,73	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5,65	1,78	3,40	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6,92	2,08	5,63	1,80	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,60	1,80	3,61	1,00	1,93	0,45	1,57	0,11
60	6,70	2,00	5,45	1,77	3,69	1,10	2,07	0,55	1,58	0,13
80	6,50	1,79	5,20	1,68	3,70	1,14	2,27	0,70	1,63	0,17
90	6,40	1,73	5,15	1,55	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	5,05	1,48	3,65	1,13	2,33	0,73	1,71	0,23
125	6,07	1,52	4,85	1,35	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	5,88	1,51	4,70	1,34	3,50	0,95	2,38	0,73	1,87	0,34
175	—	—	—	—	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	5,20	1,04	4,15	0,92	3,25	0,75	2,19	0,69	1,88	0,35
300	4,75	0,57	3,80	0,50	2,95	0,50	2,05	0,58	1,75	0,29
400	4,62	0,30	3,70	0,27	2,80	0,31	1,90	0,45	1,65	0,27
600	4,62	0,24	3,70	0,21	2,65	0,21	1,75	0,21	1,50	0,21

Схема замещения	Наименование линии	Постоянные			
		A	B	C	D
<p>A circuit diagram showing a transmission line with four series impedances labeled 'Z' and four shunt admittances labeled 'Y' connected to a common ground line.</p>	Спротивления и проводимости, равномерно распределенные вдоль всей линии	$\text{ch} \sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Z}{Y}} \text{ch} \sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Y}{Z}} \text{sh} \sqrt{ZY}$	$\text{ch} \sqrt{ZY}$
<p>A circuit diagram showing an ideal lossless transmission line with four series reactances labeled 'X' and four shunt susceptances labeled 'b' connected to a common ground line.</p>	Идеальная (без потерь)	$\cos \lambda_a$	$jZ_c \sin \lambda_a$	$\frac{j}{Z_c} \sin \lambda_a$	$\cos \lambda_a$
<p>A circuit diagram of a symmetric Pi-model with a series impedance labeled 'Z' and two shunt admittances labeled 'Y/2' connected to a common ground line.</p>	Симметричная П-образная	$1 + \frac{ZY}{2}$	Z	$Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right)$	$1 + \frac{ZY}{2}$
<p>A circuit diagram of an asymmetric Pi-model with a series impedance labeled 'Z' and two shunt admittances labeled 'Y1' and 'Y2' connected to a common ground line.</p>	Несимметричная П-образная	$1 + ZY_2$	Z	$Y_1 + Y_2 + Y_1 Y_2 Z$	$1 + ZY_1$

Ток по проводу, А	Сопротивления проводов, Ом/км, при диаметре, мм					
	3,5		4,0		5,0	
	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$
15	20,2	18,30	17,3	13,30	13,60	11,40
20	—	—	—	—	12,70	10,50

Таблица 6.83. Сопротивления стальных голых многопроволочных проводов при температуре нагрева 20 °С, применяемых для воздушных электрических линий, Ом/км

Ток, А	Активное и внутреннее индуктивное сопротивления провода, Ом/км									
	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$	$R_0$	$X_0''$
20	6,70	1,63	4,80	1,16	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09
25	6,97	1,91	5,20	1,45	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09
30	7,10	2,01	5,50	1,66	3,10	0,59	1,77	0,30	1,56	0,09
35	7,10	2,06	5,60	1,73	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5,65	1,78	3,40	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6,92	2,08	5,63	1,80	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,60	1,80	3,61	1,00	1,93	0,45	1,57	0,11
60	6,70	2,00	5,45	1,77	3,69	1,10	2,07	0,55	1,58	0,13
80	6,50	1,79	5,20	1,68	3,70	1,14	2,27	0,70	1,63	0,17
90	6,40	1,73	5,15	1,55	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	5,05	1,48	3,65	1,13	2,33	0,73	1,71	0,23
125	6,07	1,52	4,85	1,35	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	5,88	1,51	4,70	1,34	3,50	0,95	2,38	0,73	1,87	0,34
175	—	—	—	—	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	5,20	1,04	4,15	0,92	3,25	0,75	2,19	0,69	1,88	0,35
300	4,75	0,57	3,80	0,50	2,95	0,50	2,05	0,58	1,75	0,29
400	4,62	0,30	3,70	0,27	2,80	0,31	1,90	0,45	1,65	0,27
600	4,62	0,24	3,70	0,21	2,65	0,21	1,75	0,21	1,50	0,21

Таблица 6.84. Схема замещения и обобщенные постоянные линий и трансформаторов

Схема замещения	Наименование линии	Постоянные			
		A	B	C	D
	Наименование линии	$\text{ch } \sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Z}{Y}} \text{ch } \sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Y}{Z}} \text{sh } \sqrt{ZY}$	$\text{ch } \sqrt{ZY}$
<p>Сопротивления и проводимости, равномерно распределенные вдоль всей линии</p>	Идеальная (без потерь)	$\cos \lambda_a$	$jZ_c \sin \lambda_a$	$\frac{j}{Z_c} \sin \lambda_a$	$\cos \lambda_a$
	Симметричная П-образная	$1 + \frac{ZY}{2}$	Z	$Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right)$	$\frac{ZY}{1 + \frac{ZY}{2}}$
	Несимметричная П-образная	$1 + ZY_2$	Z	$Y_1 + Y_2 + Y_1 Y_2 Z$	$1 + Z_1 Y$

Схема замещения	Наименование линии	Постоянные			
		A	B	C	D
<p>A circuit diagram showing a symmetric T-network. It consists of two series impedances labeled 'Z' on the top line and a shunt impedance labeled 'Y' connected to the common bottom line.</p>	Симметричная Т-образная	$1 + \frac{ZY}{2}$	$Z \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right)$	Y	$1 + \frac{ZY}{2}$
<p>A circuit diagram showing an asymmetric T-network. It consists of two series impedances labeled 'Z1' and 'Z2' on the top line, and a shunt impedance labeled 'Y' connected to the common bottom line.</p>	Несимметричная Т-образная	$1 + Z_1 Y$	$Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 Y$	Y	$1 + Z_2 Y$
<p>A circuit diagram showing a direct gamma-network. It consists of a series impedance labeled 'Z' on the top line and a shunt impedance labeled 'Y' connected to the common bottom line.</p>	Прямая Г-образная	1	Z	Y	$1 + ZY$
<p>A circuit diagram showing an inverse gamma-network. It consists of a shunt impedance labeled 'Z' connected to the common bottom line and a series impedance labeled 'Y' on the top line.</p>	Обратная Г-образная	$1 + ZY$	Z	Y	1

Таблица 6.85. Пропускная способность и дальность передачи линий 110—1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Сечение провода, мм	Передаваемая мощность, МВт, при плотности тока 1,1 А/мм <sup>2</sup>	Длина линии электропередачи, км	
			предельная — при КПД=0,9	средняя (между двумя соседними ПС)
110	70—240	13—45	80	25
150	150—300	38—77	250	20
220	240—400	90—150	400	100
330	2×240—2×400	270—450	700	130
400	3×300—3×400	620—820	1000	180
500	3×300—3×500	770—1300	1200	280
750	5×300—5×400	1500—2000	2200	300
1150	8×300—8×500	4000—6000	3000	—

\* Для ВЛ 750—1150 кВ 0,85 А/мм<sup>2</sup>.

Таблица 6.86. Эквивалентные радиусы при расщепленных фазах

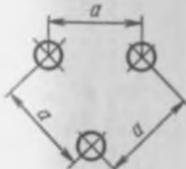
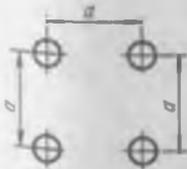
Схема расположения проводов в фазе	Число проводов в фазе $n$	Эквивалентный радиус $r_{\text{экв}}$
	2	$\sqrt{r_d a}$
	3	$\sqrt[3]{r_d a^2}$
	4	$\sqrt[4]{2 r_d a^3}$

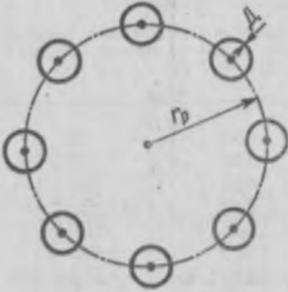
Схема расположения проводов в фазе	Число проводов в фазе $n$	Эквивалентный радиус $r_{\text{экив}}$
	$n$	$r_p \sqrt{\frac{n}{r_p r_d}}$

Таблица 6.87. Минимальные сечения и диаметры провода по условиям потерь на корону

Номинальное напряжение, кВ	Диаметр провода, мм	Сечение сталеалюминиевого провода, мм <sup>2</sup>
110	11,3	70
150	15,2	120
220	21,6	240
330	23,5	300
500	25,2	330
750	29	400

Примечания: 1. Воздушные линии 330—750 кВ могут выполняться с различным числом проводов в фазе (расщепленные провода). При этом напряженность электрического поля на проводе должна быть не более 28 кВ/см. 2. Расстояние между проводами в расщепленной фазе составляет 300—600 мм.

Таблица 6.88.А. Потери на корону в ВЛ 220—1150 кВ

Напряжение ВЛ, кВ	Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Числа проводов в фазе	$\Delta P_{\text{н. макс.}}$ кВт/км	$\Delta P_{\text{н. мин.}}$ кВт/км
220	240/32	1	2,7	2,0
	300/39	1	2,5	1,8
	400/51	1	1,7	1,3
	500/64	1	1,5	1,0
330	240/32	2	4,3	3,2
	300/39	2	3,4	2,5
	400/51	2	2,6	1,8
	500/64	2	1,9	1,4
500	330/43	3	8,0	5,7
	400/51	3	6,2	5,0
	500/64	3	4,9	3,4

Напряжение ВЛ, кВ	Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Число проводов в фазе	$\Delta P_{\text{к макс}}$ , кВт/км	$\Delta P_{\text{к мин}}$ , кВт/км
750	240/56	5		16,0
	300/66	5		13,7
	400/22	5		11,4
	400/51	5		10,8
	400/93	4		18,3
	500/64	4		16,6
1150	240/39	11		41,1
	330/43	8		27,4

Примечание. 1. Минимальные потери соответствуют условиям ОЭС Северного Казахстана, максимальные — ОЭС Сибири. Для других ОЭС следует принимать промежуточные значения. 2. В знаменателе указано сечение стальной части провода.

Таблица 6.88.Б. Обобщенные характеристики потерь на корону для различных групп погоды при  $m=0,82^*$

Наименование	Значения показателей									
	$E_0$	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95
сухой снег	0,073	0,118	0,180	0,280	0,450	0,700	1,160	1,750	2,75	4,25
хорошая погода	0,022	0,036	0,057	0,090	0,140	0,215	0,350	0,525	0,90	1,32
дождь	0,20	0,37	0,65	1,08	1,6	2,3	3,25	4,15	5,2	6,1
изморозь	0,80	1,4	2,2	3,4	4,7	6,3	8,5	10,8	13,5	16,8

Примечание:  $m$  — коэффициент негладкости для вятого провода ( $m=0,82$ );  $E_0$  — эквивалентная напряженность поля;  $E_0$  — базисная напряженность поля на поверхности проводов.

\* См.: Жижин-Мальцев С. А. Методы расчета потерь электроэнергии. Рига, ДагНИИЭТ, 1983.

## § 6.10. Регулирование напряжения

Таблица 6.89. Допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников (ГОСТ 13109—67)

Наименование и назначение электроприемника	Наибольшее допустимое отклонение напряжения, %	
Электродвигатели	+10	-5
Лампы освещения общественных зданий, рабочего освещения промышленных предприятий и прожекторных установок наружного освещения	+5	-2,5
Остальные электроприемники	+5	-5

*Примечание.* В послеаварийных режимах допускаются дополнительные понижения напряжения на 5%.

Таблица 6.90. Значения добавки напряжения

Рабочее положение регулирующего ответвления первичной обмотки трансформатора, %	Величина добавки напряжения трансформатора (с округлением), %
+5	0
+2,5	2,5
0	5
-2,5	7,5
-5	10

Таблица 6.91. Конденсаторные батареи 6—110 кВ

Номинальное напряжение батареи, кВ	Установленная мощность, Мвар	Мощность, Мвар, выдаваемая батареей при напряжении		Число параллельных ветвей	Число последовательно включенных конденсаторов в одной ветви	Общее число конденсаторов
		1,1 $U_{ном}$	$U_{ном}$			
6	2,9/6	2,4/4,9	2,0/4,1	4	4	48
10	5/10,5	3,8/7,9	3,2/6,5	4	7	84
35	17,3/36	13,5/28	11,2/23,2	4	24	288
110	52/108	44,5/93	36,8/77	4	72	861

*Примечания.* В числителе приведены данные для батарей с конденсаторами типа КС2-1, 05-60, а в знаменателе — КСК2-1,05-125.

Таблица 6.92. Основные характеристики конденсаторных установок

Тип установки	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, квар	Удельные потери, кВт/квар	Тип конденсатора	Тип регулирования мощности
<b>Внутренней установки</b>					
ККУ-0,38-1	0,38	80	0,0045	Косинусные конденсаторы типа КС	—
ККУ-0,38-3	0,38	160	0,0045		—
ККУ-0,38-3	0,38	160	0,0045		с БРВ-1
ККУ-0,38-5	0,38	280	0,0045		—
ККУ-0,38-5	0,38	280	0,0045		с БРВ-1
ККУ-6-1	6	330	0,0030		с БРВ-2
ККУ-6-1	6	330	0,0030		—
ККУ-6-2	6	500	0,0030		с БРВ-2
ККУ-6-2	6	500	0,0030		—
ККУ-10-1	10	330	0,0030		—
ККУ-10-1	10	330	0,0030	с БРВ-2	
ККУ-10-2	10	500	0,0030	—	
ККУ-10-2	10	500	0,0030	с БРВ-2	
<b>Наружной установки</b>					
КУН-6-2	6	420	0,0030	Косинусные конденсаторы типа КС	—
КУН-6-2	6	420	0,0030		с БРВ-2
КУН-10-2	10	400	0,0030		—
КУН-10-2	10	400	0,0030		с БРВ-2

Таблица 6.93. Параметры генераторов\*

Тип	P, МВт	U <sub>ном.</sub> , кВ	cos φ	Реактивные сопротивления, о. е.					T <sub>до-с</sub>
				X <sub>d''</sub>	X <sub>d'</sub>	X <sub>d</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>0</sub>	
<b>Турбогенераторы</b>									
ТВФ-60-2	60	10,5; 6,3	0,8	0,195	0,28	1,61	0,238	0,092	4,9
ТВФ-100-2	100	10,5	0,8	0,191	0,278	1,92	0,234	0,097	6,5
ТВВ-160-2	160	18	0,85	0,221	0,329	2,30	0,269	0,115	5
ТВВ-200-2	200	15,75	0,85	0,204	0,310	1,86	0,249	0,115	6,8
ТВВ-220-2	220	15,75	0,85	0,2	0,290	1,97	0,24	0,09	6,4
ТГВ-300	300	20	0,85	0,195	0,3	2,19	0,238	0,096	7
ТГВ-500	500	20	0,85	0,243	0,373	2,41	0,217	0,14	6,3
ТВВ-500-2Е	500	20	0,85	0,222	0,318	2,31	0,274	0,125	8,1
ТВВ-800-2	800	24	0,9	0,219	0,307	2,33	0,267	0,117	9,3
ТВВ-1000-2	1000	24	0,9	0,269	0,382	2,82	0,328	0,142	9,6
ТВВ-1200-2	1200	24	0,9	0,248	0,358	2,42	0,302	0,152	8,5
<b>Гидрогенераторы</b>									
ВГС-1525/135-120	57,2	10,5	0,85	0,29	0,34	0,66	—	0,115	3,81
ВГС-1260/147-65	82,5	13,8	0,85	0,21	0,28	0,76	—	—	5,0
СВ-430/210-14	55	10,5	0,8	0,18	0,33	1,14	0,19	—	5,45
СВ-850/190-48	72,5	16,5	0,85	0,23	0,32	0,87	0,231	0,11	6,75
СВ-850/190-40	100	13,8	0,9	0,26	0,37	0,97	0,262	0,12	7,6
СВ-1500/200-88	115	13,8	0,9	0,15	0,20	0,52	0,147	0,054	5,3

Тип	P, МВт	U <sub>ном.</sub> кВ	cos φ	Реактивные сопротивления, о. е.					T <sub>доп.</sub> С
				X <sub>d</sub> ''	X <sub>d</sub> '	X <sub>d</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>0</sub>	
СВ-855/235-32	150	13,8	0,9	0,17	0,28	1,0	0,165	0,051	9,5 5,1 3,44 5,10 5,75 12,8
СВ-1190/250-48	225	15,75	0,85	0,24	0,35	1,07	0,244	0,136	
СВ-1100/250-36	300	15,75	0,85	0,20	0,33	1,30	0,20	0,40	
СВФ-1500/130-88	128	13,8	0,8	0,40	0,57	1,75	0,409	0,125	
СВФ-990/230-36	300	15,75	0,85	0,24	0,37	1,34	—	—	
СВФ-1285/275-42	640	15,75	0,9	0,295	0,43	1,58	0,305	0,15	
СГКВ-480/115-64	20	3,15	1,0	0,45	0,57	1,94	—	—	
СВО-733/130-36	40	10,0	0,9	0,24	0,37	1,14	—	0,24	
ВГДС-1005/245-40	200	15,75	0,85	0,32	0,45	1,42	0,33	0,12	

\* Подробно см. [1.5 и 1.10].

Таблица 6.94. Синхронные компенсаторы

Тип	Номинальные показатели			Реактивные сопротивления, %							Потери ΔP, кВт	
	U <sub>ном.</sub> кВ	I <sub>ном.</sub> кА	U <sub>нагр.</sub> кВ	X <sub>d</sub> ''	X <sub>d</sub> '	X <sub>d</sub>	X <sub>d</sub> ''	X <sub>d</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>0</sub>		X <sub>0</sub>
КС-10000-6	10	6,3	0,87	22	32	185	—	104	—	10	12,4	250
КС-16000-6	16	6; 11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	355
КС-25000-11	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	370
КС-32000-11	32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	525
КСВ-50000-11	50	10,5 (11)	2,36	28	43	240	32	150	—	14	—	750
КСВ 100000-11	100	10,5 (11)	5,25	20	40	210	21	125,6	—	10	12,1	1300
КСВ-160000-15	160	15	5,86	20,5	43,4	200	—	—	—	—	—	1750

Примечание. В — охлаждение водородное.

Таблица 6.95. Основные характеристики свинцовых стационарных аккумуляторов (ГОСТ 825—81)

Тип аккумулятора	Ток разряда, А	Максимальные токи и емкости при разряде в течение						Конечное напряжение при разряде, В
		10 ч		3 ч		1 ч		
		ток, А	емкость, А·ч	ток, А	емкость, А·ч	ток, А	емкость, А·ч	
С-1	9	3,6	36	9	27	—	—	1,8
СК-1	11	3,6	36	9	27	18,5	18,5	1,75

Примечания 1. Емкости и токи аккумуляторов других номеров определяют соответствующими величинами данной таблицы на номер аккумулятора. 2. Для аккумуляторов типа СК допускаются длящиеся по 5 с точки тока разряда, в 2,5 раза превышающие ток 1-часового разряда, при этом напряжение на зажимах полностью заряженного аккумулятора не должно падать более чем на 0,4 В от напряжения в момент предшествующей точке. 3. Номинальная емкость аккумуляторов — наименьшая допустимая емкость, соответствующая 10-часовому режиму разряда.

Таблица 6.96. Шунтирующие реакторы 10—110 кВ

Тип реактора	Номинальные данные		
	S <sub>ном.</sub> кВ·А	U <sub>ном.</sub> кВ	I <sub>ном.</sub> А
Трехфазные	РТД-10000/10	10 000	10,0
	РТД-20000/35	20 000	38,5
Двухфазные	РОД-30000/35	30 000	38,5/√3
	РОДГ-33333/110	33 333	121/√3

### § 6.11. Укрупненные показатели стоимости сетей и оборудования

Таблица 6.97. Стоимость воздушных линий 500, 750 и 1150 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки									
		500 кВ				750 кВ				150 кВ	
		3хАС-300/66	3хАС-330/43	3хАС-400/51	3хАС-600/64	5хАС-240/56	5хАС-300/66	5хАС-400/51	4хАС-500/64	8хАС-330/43	
Стальные, болтовые оцинкованные	I—II										
	Стальные с оттяжками	II	48,3	49,0	53,4	62,0	—	—	—	—	170
		III	49,3	51,0	55,3	63,6	88	95	97	100	—
		IV	51,5	53,0	57,4	66,0	—	—	—	—	—
Стальные свободностоящие	II	62,2	63,7	68,6	79,5	—	—	—	—	—	
	III	65,8	67,2	72,0	83,2	—	—	—	—	—	
	IV	70,5	72,0	77,0	87,0	—	—	—	—	—	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Железобетонные	II	48,4	49,9	52,4	63,5	—	—	—	—	—	
	III	50,3	52,0	54,3	65,3	—	—	—	—	—	
	IV	53,0	54,4	57,0	68,5	—	—	—	—	—	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,2—2,0 и 2,5 тыс. руб. для ВЛ 500, 750 и 1150 кВ соответственно.

Таблица 6.98. Стоимость воздушных линий 220 и 330 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки					
		220 кВ			330 кВ		
		АС-240/32	АС-300/39	АС-400/51	2хАС-240/32	2хАС-300/39	2хАС-400/51
Стальные одноцепные	I—II	21,0	21,6	23,8	37,3	38,5	42,5
	III	22,9	23,1	25,0	39,6	40,8	44,0
	IV	24,5	24,7	26,6	41,4	42,7	45,0
Стальные двухцепные	I—II	34,4	36,2	41,3	70,4	74,0	80,2
	III	37,8	38,7	42,8	73,8	77,5	82,4
	IV	40,6	41,1	44,5	77,2	81,0	84,0
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I—II	28,8	29,5	31,0	55,5	57,0	59,4
	III	31,1	31,4	31,9	59,7	61,2	61,7
	IV	33,1	33,3	33,5	61,7	63,2	65,1
Железобетонные одноцепные	I—II	16,4	17,3	19,4	33,1	35,0	38,0
	III	17,3	18,2	20,0	34,8	36,8	39,6
	IV	18,9	19,2	21,8	36,6	38,6	40,4
Железобетонные двухцепные	I—II	27,8	30,0	33,8	—	—	—
	III	30,6	31,2	35,0	—	—	—
	IV	33,2	33,8	39,0	—	—	—
Деревянные тростовые	I—II	16,8	17,8	20,6	—	—	—
	III	18,0	18,2	20,8	—	—	—
	IV	18,2	18,6	21,2	—	—	—
Подвеска второй цепи	I—IV	7,0	8,0	11,0	15,8	18,2	21,4

Примечание. Стоимость 1 км вырубki просек учитывается дополнительно и составляет для ВЛ 220 кВ — 1,4 и для ВЛ 330 кВ — 1,6 тыс. руб.

Таблица 6.99. Стоимость воздушных линий 110 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки					
		АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/29	АС-240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	—
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	—
	III	5,7	6,0	6,2	6,8	7,5	—
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	—

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки					
		АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/29	АС-240/34
Подвеска второй цепи	I—IV	2,5—4,1	3,0—4,1	3,3—4,3	3,8—4,6	4,8—5,4	6,0—6,8

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,3 тыс. руб/км.

Таблица 6.100. Стоимость воздушных линий 35 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки			
		АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Железобетонные одноцепные	I	—	9,4	10,3	10,9
	II	—	10,6	10,8	11,2
	III	—	12,2	12,3	12,3
	IV	—	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	—	15,3	14,1	14,8
	II	—	16,7	14,5	15,3
	III	—	19,5	17,3	17,8
	IV	—	21,7	18,8	19,1
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	12,8	11,4	11,7
	II	—	13,9	11,7	12,2
	III	—	16,6	14,0	14,1
	IV	—	18,4	15,2	15,1

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки			
		АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24
Деревянные двухстоечные бестроссовые	I	5,0	5,4	5,9	6,7
	II	5,5	5,8	6,9	6,8
	III	6,0	6,3	6,4	7,1
	IV	6,7	6,8	6,9	7,5
Подвеска второй цепи	I—IV	2,3—3,1	2,9—3,9	3,2—5,3	4,0—5,5

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,2 тыс. руб/км.

Таблица 6.101. Стоимость воздушных линий 35 кВ на одностоечных деревянных опорах, тыс. руб/км

Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	АС-70	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-95

Опоры с железобетонными приставками

I	3,2	3,3	3,5	3,2	3,3	3,4	3,6	2,4
II	3,2	3,3	3,5	3,2	3,3	3,4	3,6	2,4
III	3,8	3,9	4,0	3,8	3,9	4,0	4,2	3,2
IV	4,5	4,6	4,8	4,6	4,7	4,9	5,0	3,9

Опоры с деревянными приставками

I	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	3,4	1,9
II	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	3,4	1,9
III	3,3	3,4	3,6	3,4	3,6	3,7	3,9	2,6
IV	3,8	3,9	4,1	3,9	4,0	4,1	4,4	3,1

Примечание. Применение одностоечных опор ВЛ 35 кВ с сечением провода 50 и 70 мм<sup>2</sup> допускается при специальных обоснованиях.

Таблица 6.102. Стоимость воздушных линий 20 кВ на одностоечных деревянных опорах, тыс. руб/км

Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	А-70	А-35	А-50	АС-70	А-95	ПС-95

Опоры с железобетонными приставками

I	2,7	2,8	3,0	2,8	2,9	3,0	3,2	1,9
II	2,7	2,8	3,0	2,8	2,9	3,0	3,2	1,9
III	3,1	3,2	3,4	3,2	3,3	3,5	3,7	2,5
IV	3,8	3,9	4,1	3,9	4,0	4,2	4,4	3,1

Районы по голо- леду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	А-70	А-35	А-50	АС-70	А-95	ПС-95
<b>Опоры с деревянными приставками</b>								
I	2,4	2,5	2,7	2,4	2,5	2,7	2,9	1,5
II	2,4	2,5	2,7	2,4	2,5	2,7	2,9	1,5
III	2,7	2,8	3,0	2,9	3,0	3,2	3,4	2,1
IV	3,1	3,2	3,4	3,4	3,5	3,7	3,9	2,5

Таблица 6.103. Стоимость воздушных линий 10 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по голо- леду	Стоимость линий из проводов марок										
		АС-16	АС-25	АС-35	АС-50	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-25	ПС-50
Железобетонные опоры	I—II	2,1	2,2	2,3	2,5	2,4	2,4	2,4	2,7	3,1	1,9	1,9
	III	2,8	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,5	2,4	2,4
	IV	—	3,0	3,2	3,3	—	—	3,3	3,5	3,7	2,8	2,8
Деревянные опоры с железобетонными приставками	I—II	1,8	1,9	2,1	2,2	1,9	2,0	2,2	2,4	2,8	1,7	1,7
	III	2,2	2,2	2,4	2,5	2,2	2,3	2,4	2,7	3,0	2,0	1,9
	IV	—	2,6	2,8	3,0	—	3,1	3,1	3,1	3,5	2,4	—
Деревянные опоры с деревянными приставками	I—II	1,5	1,6	1,8	1,9	1,6	1,7	1,9	2,1	2,4	1,4	1,3
	III	1,9	1,9	1,9	2,2	1,9	2,0	2,1	2,3	2,7	1,6	1,5
	IV	2,2	2,1	2,3	2,3	—	2,2	2,3	2,6	2,9	1,8	1,7

Таблица 6.104. Стоимость воздушных линий до 1 кВ, тыс. руб/км

Марка провода	Число проводов	Стоимость линий с опорами			
		железобетонными	деревянными с железобетонными приставками	деревянными с деревянными приставками	деревянными с цельными стойками
А-16	2	3,75	2,91	2,40	2,77
	3	3,88	3,05	2,63	2,94
	4	4,02	3,18	2,77	3,04
	5	4,15	3,31	2,91	3,18
А-25	3	—	3,14	2,72	2,89
	4	4,15	3,31	2,90	3,10
	5	4,28	3,44	3,04	3,31

Марка провода	Число проводов	Стоимость линий с опорами			
		железобетонными	деревянными с железобетонными приставками	деревянными с деревянными приставками	деревянными с цельными стойками
А-35	4	4,43	3,64	3,18	3,38
	5	4,56	3,72	3,32	3,59
А-50	4	4,72	3,88	3,47	3,67
	5	5,12	4,28	3,88	4,15
А-70	4	5,15	4,35	—	—

Таблица 6.105. Стоимость подвески второй цепи, выполненной на двухцепных опорах ВЛ 330—35 кВ, руб/км, для I—IV районов по гололеду

Напряжение, кВ	Стоимость цепи из провода марки									
	2хАС-240	2хАС-300	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240	АС-300	АС-400

Стальные опоры

330	10,0	10,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
220	—	—	—	—	—	—	—	4,9	5,5	7,1	8,7
110	—	—	—	2,2	2,6	2,8	3,6	—	—	—	—
35	—	—	—	2,0	2,4	2,6	3,4	4,7	5,4	—	—

Железобетонные опоры

110	—	—	1,9	2,3	2,7	3,1	3,7	4,9	5,8	—	—
35	—	—	1,7	2,1	2,5	2,9	3,4	4,7	5,4	—	—

Таблица 6.106. Стоимость сталеалюминиевого провода, тыс. руб/км

Наименование	Сечение провода, мм <sup>2</sup>						
	10	16	25	35	50	70	95
Расчетная масса провода на 1 км линии, т	0,11	0,19	0,29	0,47	0,61	0,86	1,21
Стоимость 1 т провода, тыс. руб.	0,862	0,805	0,810	0,800	0,785	0,771	0,765
Стоимость провода на 1 км линии, тыс. руб/км	0,095	0,153	0,235	0,376	0,475	0,663	0,925

Наименование	Сечение провода, мм <sup>2</sup>					
	123	150	185	240	300	400
Расчетная масса провода на 1 км линии, т	1,54	1,91	2,36	3,08	3,88	5,13
Стоимость 1 т провода, тыс. руб.	0,750	0,757	0,759	0,743	0,738	0,741
Стоимость провода на 1 км линии, тыс. руб/км	1,170	1,444	1,300	2,290	2,860	3,800

Таблица 6.107. Стоимость кабельных линий электропередачи 110—500 кВ, тыс. руб/км (маслонаполненные и с пластмассовой изоляцией)

Сечение, мм <sup>2</sup>	Расчетная стоимость (3 фазы)							
	500 кВ		330 кВ		220 кВ		110 кВ	
	МВДТ	МВДТ	МВДТ	МНСК	МВДТ	МНСК	МНАвШву	АПвП
270						260		
						380		
300							240	
							350	
350								170°
								250
550		790	640	360	440			
		1150	930	530	660			
625	960					290		190°
	1400					420		280
1200			700					
			1000					

Примечание. В числителе приведена стоимость прокладки одной линии, в знаменателе — двух кабельных линий.

\* Данные предварительные.

Таблица 6.108. Стоимость кабельных линий электропередачи 6—35 кВ, тыс. руб/км (кабели с бумажной изоляцией)

Сече- ние, мм <sup>2</sup>	Расчетная стоимость (3 фазы)								
	35 кВ		10 кВ			6 кВ			
	АОСБУ	АСБУ	ААВЛЮ ААВЗЛУ	ААШВУ	ААШЛУ	АСБУ	ААВЛЮ ААВЗЛУ	ААШВУ	ААШЛУ
50	—	8,3	7,1	6,9	6,7	7,7	6,6	6,4	6,2
		13,2	10,7	10,4	10,0	12,0	9,8	9,4	9,0
70	—	9,0	7,5	7,3	7,0	8,2	7,1	6,8	6,6
		14,6	11,7	11,4	10,7	12,9	10,7	10,2	9,8
95	—	9,9	8,1	7,9	7,6	8,9	7,6	7,4	7,2
		16,5	12,8	12,4	11,8	14,4	11,8	11,4	10,9
120	—	27,6	10,5	8,6	8,4	9,6	8,1	7,9	7,6
		52,5	17,6	13,7	13,4	12,8	15,9	12,8	12,4
150	—	28,2	11,3	9,1	9,0	10,5	8,7	8,5	8,2
		53,8	19,2	14,8	14,5	13,9	17,7	13,9	13,6
185	—	12,2	9,9	9,8	9,4	11,3	9,4	9,2	8,7
		21,0	16,4	16,1	15,4	19,2	15,4	14,9	14,1
240	—	13,5	10,9	10,9	10,1	12,7	10,3	10,2	9,7
		23,7	18,3	18,3	16,8	21,9	17,2	17,0	16,0

Примечание. В числителе приведена стоимость прокладки одной линии, в знаменателе — двух кабельных линий.

Таблица 6.109. Стоимость кабельных линий электропередачи 20 кВ, тыс. руб/км

Сечение, мм <sup>2</sup>	Стоимость линий для прокладки							
	в траншеях				в каналах, блоках, туннелях			
	алюминиевые жилы		медные жилы		алюминиевые жилы		медные жилы	
	АОАБ	АОСВ	ОСВ	ОАВ	АОАВГ	АОСВГ	ОСВГ	ОАВГ
25	5,8	7,8	8,3	6,3	4,8	7,1	7,7	5,4
35	6,2	8,3	9,2	6,9	5,3	7,7	8,8	6,0

Сечение, мм <sup>2</sup>	Стоимость линий для прокладки							
	в траншее				в каналах, блоках, туннелях			
	алюминиевые жилы		медные жилы		алюминиевые жилы		медные жилы	
	АОАБ	АОСБ	ОСБ	ОАБ	АОАБГ	АОСБГ	ОСБГ	ОАБГ
50	6,8	9,2	10,3	7,8	5,8	8,6	9,7	6,9
70	7,3	9,9	11,5	8,9	6,3	9,3	10,8	7,8
95	8,0	10,7	12,9	10,1	7,0	10,1	12,1	9,1
120	8,3	11,3	13,3	11,0	7,3	10,6	12,6	9,9
150	8,9	12,0	14,9	12,1	7,8	11,3	14,2	11,0
185	9,4	12,7	16,8	13,3	8,3	12,0	15,9	12,2

Таблица 6.110. Стоимости кабельных линий до 1 кВ (трехжильных), тыс руб/км

Сечение кабелей, мм <sup>2</sup>	Стоимость линий для марки кабеля					
	ААБЛУ	ААБ2ЛУ	АСБЛУ	ААШЛУ	ААШ2ЛУ	АСКЛУ
3×25	2,3	2,3	2,7	2,0	1,9	3,9
3×35	2,4	2,5	3,0	2,2	2,0	4,3
3×50	2,7	2,8	3,4	2,5	2,3	4,7
3×70	2,9	3,1	4,0	2,9	2,6	5,4
3×95	3,5	3,6	4,7	3,3	3,0	6,2
3×120	3,9	4,0	5,3	3,8	3,4	6,9
3×150	4,5	4,6	6,0	4,3	3,9	7,6
3×185	5,2	5,3	6,9	5,0	4,5	8,7
3×240	6,1	6,2	8,2	6,0	5,0	9,6

Таблица 6.111. Стоимости кабельных линий до 1 кВ (четырёхжильных), тыс. руб/км

Сечение кабелей, мм <sup>2</sup>	Стоимость линий для марки кабеля		
	ААБЛУ	АСБЛУ	ААШЛУ
3×25+1×16	2,4	3,0	2,2
3×35+1×16	2,6	3,3	2,4
3×50+1×16	3,0	3,9	2,7
3×70+1×25	3,3	4,4	3,1
3×95+1×35	3,8	5,1	3,5
3×120+1×35	4,5	5,7	4,2
3×150+1×50	5,4	7,2	5,1
3×185+1×50	6,2	8,3	5,5

таб. 6.112. Стоимость ячеек ОРУ 35 и выше кВ, тыс. руб

Схема	Расчетная стоимость ячейки с выключателем			
	воздушным		масляным	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 30	более 30
Полуторная ос выключателем	1280	—	—	—
То же, с выключателем-отключателем	1600	—	—	—
Трансформаторы-шины, полуторная с выключателем	700	850	—	—
То же, с выключателем-отключателем	810	—	—	—
Четырехугольник. Трансформаторы-шины, полуторная	260	380	—	—
Четырехугольник. Трансформаторы-шины, полуторная	160	300	—	—
Четырехугольник, одна, две рабочие секционированные выключателем и обходная системы шин	85	130	90	105
Расширенный четырехугольник	110	—	115	—
Одна, две рабочие секционированные выключателем и обходная системы шин	70	—	—	—
	42	57	35	43
Одна секционированная выключателем система шин	14	29	9,1	20

Таблица 6.113. Стоимость ОРУ 35 кВ и выше, тыс. руб.

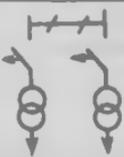
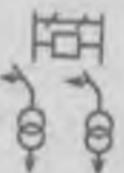
Схема соединений на стороне ВН	Условное обозначение схемы	Расчетная стоимость, ОРУ напряжением, кВ				
		35	110	150	220	330
Блок (линия — трансформатор) с разъединителем		2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
То же, с предохранителем		2,7	—	—	—	—
То же, с отделителем		4,1	12,7	20,1	26,4	—
То же, с выключателем (не типовая схема)		5,4	36,0	61,0	79,0	—
Два блока с отделителями и не автоматической перемычкой со стороны линии		13,0	36,3	51,9	83,0	—
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов		18,5	75,0	126,0	180,0	—
Мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя		—	98,0	172,0	—	—

Таблица 6.114. Стоимость закрытых распределительных устройств (ЗРУ)  
110 кВ, тыс. руб.

Назначение, кВ	Наименование ЗРУ	Расчетная стоимость, тыс. руб.
110	Два блока линия — трансформатор: без автоматической перемычки с автоматической перемычкой	64 70
	Мостик с отделителем в цепях линий и выключате- лем в перемычке	130
	Ячейка с выключателем	31
35	Одна секционированная выключателем система шин с 8 отходящими линиями	115
	Ячейка КРУ с выключателем	7
10 (6)	Две секции: 14 отходящих линий	70
	26 > >	95
	48 > >	144
	Четыре секции: 42 отходящие линии	155
	48 отходящих линий	173
52 отходящие линии	186	
	Ячейка КРУ с выключателем	2,3
10 (6)	Ячейка отходящей линии КРУН (две секции с 12 отходящими линиями)	3,5
10 (6)	Ячейка отходящей линии КСО	2,1

Примечание. Расчетная стоимость ЗРУ приведены с учетом стоимости адаяния. В стои-  
мости отдельных ячеек строительная часть адаяния не учтена.

Таблица 6.115. Расчетная стоимость групп из трех однофазных трансформаторов или автотрансформаторов 750—1150 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость					
	автотрансформаторов				трансформаторов без РПН	
	1150/500	750/500	750/330	750/220	1150/20	750/20
3×267	—	—	—	1750	—	—
3×333	—	—	2100	—	—	—
3×417	—	2150	—	—	2550	1980
3×667	4290	—	—	—	—	—

Таблица 6.116. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	трансформатора без РПН	автотрансформатора с РПН		
		500/110/НН	500/220/НН	500/330/НН

Трехфазные

250	401	453	—	—
315	—	—	473	—
400	493	601	—	—
500	—	—	609	—
630	705	—	—	—
1000	932	—	—	—

Группа однофазных

3×167	—	—	974	913
3×267	—	—	1264	—
3×533	1718	—	—	—

Таблица 6.117. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 330 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	двухобмоточного трансформатора		автотрансформатора с РПН		
	без РПН	с расщепленной обмоткой с РПН	330/110/НН	330/150/НН	330/220/НН
40	—	194	—	—	—
63	—	267	—	—	—
125	273	—	320	—	—
200	362	—	370	—	—
250	378	—	—	400	297

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	двухобмоточного трансформатора		автотрансформатора с РПН		
	без РПН	с расщеплен- ной обмоткой с РПН	330/110/НН	330/150/НН	330/220/НН
400	488	—	—	564	—
630	718	—	—	—	—
1000	922	—	—	—	—
1250	1128	—	—	—	—
3×133	—	—	—	—	966

Таблица 6.118. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора		трехобмоточного с РПН	автотрансфор- матора с РПН
	без РПН	с расщепленной обмоткой и РПН		
25	—	—	148	—
40	—	169	165	—
63	—	193	—	201
80	189	—	—	—
100	—	265	—	—
125	231	—	—	253
160	—	323	—	—
200	307	—	—	332
250	343	—	—	396
400	469	—	—	—
630	692	—	—	—
1000	892	—	—	—

Таблица 6.119. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов 110 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора			трехобмоточного трансформатора с РПН
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН	
2,5	—	35	—	—
6,3	—	49	—	57
10	—	54	—	67
16	—	63	—	79
25	—	—	84	91

Таблица 6.115. Расчетная стоимость групп из трех однофазных трансформаторов или автотрансформаторов 750—1150 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость					
	автотрансформаторов				трансформаторов без РПН	
	1150/500	750/500	750/330	750/220	1150/20	750/20
3×267	—	—	—	1750	—	—
3×333	—	—	2100	—	—	—
3×417	—	2150	—	—	2550	1980
3×667	4290	—	—	—	—	—

Таблица 6.116. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	трансформатор без РПН	автотрансформатора с РПН			
		500/110/НН	500/220/НН	500/330/НН	
<b>Трехфазные</b>					
250	401	453	—	—	—
315	—	—	473	—	—
400	493	601	—	—	—
500	—	—	609	—	—
630	705	—	—	—	—
1000	932	—	—	—	—
<b>Группа однофазных</b>					
3×167	—	—	974	—	913
3×267	—	—	1264	—	—
3×533	1718	—	—	—	—

Таблица 6.117. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 330 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	двухобмоточного трансформатора		автотрансформатора с РПН		
	без РПН	с расщепля- ющей обмоткой с РПН	330/110/НН	330/150/НН	330/220/НН
40	—	194	—	—	—
63	—	267	—	—	—
125	273	—	320	—	—
200	362	—	370	—	—
250	378	—	—	400	297

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	двухобмоточного трансформатора		автотрансформатора с РПН		
	без РПН	с расщепленной обмоткой с РПН	330/110/НН	330/150/НН	330/220/НН
400	488	—	—	564	—
630	718	—	—	—	—
1000	922	—	—	—	—
1250	1128	—	—	—	—
3×133	—	—	—	—	966

Таблица 6.118. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора		трехобмоточного с РПН	автотрансформатора с РПН
	без РПН	с расщепленной обмоткой и РПН		
25	—	—	148	—
40	—	169	165	—
63	—	193	—	201
80	189	—	—	—
100	—	265	—	—
125	231	—	—	253
160	—	323	—	—
200	307	—	—	332
250	343	—	—	396
400	469	—	—	—
630	692	—	—	—
1000	892	—	—	—

Таблица 6.119. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов 110 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора			трехобмоточного трансформатора с РПН
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН	
2,5	—	35	—	—
6,3	—	49	—	57
10	—	54	—	67
16	—	63	—	79
25	—	—	84	91

Мощность, МВ · А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора			трехобмоточного трансформатора с РПН
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН	
40	—	—	109	117
63	—	—	136	154
80	144	—	157	166
125	171	—	244	—
200	263	—	—	—
250	302	—	—	—
400	438	—	—	—

Таблица 6.120. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов 35 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ · А	Стоимость трансформатора		
	без РПН	с РПН	с расщепленными обмотками
0,1	1,6	—	—
0,16	2,2	—	—
0,25	2,9	—	—
0,40	4,3	8,8	—
0,63	6,4	11,6	—
1,0	9,3	15,4	—
1,6	10,1	16,7	—
2,5	12,2	21,2	—
4,0	15,2	25,7	—
6,3	19,0	30,5	—
10	24,6	41,8	—
16	33,7	61,2	—
25	—	—	77,0
32	—	—	86,1
40	—	—	96,3
63	—	—	129,4

Таблица 6.121. Стоимость трансформаторов 10/0,4 кВ, руб.

Мощность, кВ · А	25°	40°	63°	100°	160°	250	400	630	1000°	1600	2500
Стоимость	290	350	410	570	740	1000	1410	2035	2965	4150	5800

° Стоимости относятся также к трансформаторам 6/0,4 кВ.

Таблица 6.122. Расчетная стоимость последовательных регулировочных трансформаторов

Тип	ВРДНУ 120/35/35	ВРДНУ 135/35	ВРДНУ 180/35/35	ВРДНУ 240/35/35	ВРДНУ 405/35/35	ВРДНУ 480/35/35
Стоимость, тыс. руб.	38	38	55	56	60	67

Таблица 6.123. Стоимость линейных и вольдобавочных регулировочных трансформаторов, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Тип трансформатора	Стоимость	
		трансформа- тора	расчетная
16	ЛТМН-16000/10	26,5	44,6
40	ЛТДН-40000/10	33,8	59,5
40	ЛТЦН-40000/10	36,7	62,4
63	ЛТДН-63000/35	40,6	66,3
3×92	ОДЦНТП-92000/150	51,0	86,7*
100	ЛТДН-100000/35	61,0	98,7
240	ВР + ДНУ-240000/35/35	58,0	98,6

\* Данные ориентировочные.

Таблица 6.124. Расчетная стоимость синхронных компенсаторов

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Расчетная стои- мость, тыс. руб.
КСВБ-320-20	320	20	<u>2400</u>
			4000
КСВБ-160-15			<u>1200</u>
	160	15,75	1900
КСВБО-160-15			<u>1600</u>
			2500
КСВБ-100-11	100	11	<u>670</u>
			1020
КСВБО-100-11			<u>740</u>
	50	11	1150
КСВБ-50-11			<u>330</u>
			520
КСВБО-50-11	<u>400</u>		
			650

Примечание. В числителе расчетная стоимость установки одного СК, в знаменателе — двух СК.

Таблица 6.125. Удельная стоимость установок продольной компенсации

Стоимость, тыс. руб/Мвар	Напряжение, кВ				
	110—220	330	500	750	1150
	8,6	9,2	11,5	13,8	16

Таблица 6.126. Стоимость конденсаторных батарей 6—110 кВ

Номинальное напряжение, кВ	С конденсаторами КС2-1.05-60		С конденсаторами КС2-1.05-125	
	установленная мощность, Мвар	расчетная стоимость, тыс. руб.	установленная мощность, Мвар	расчетная стоимость, тыс. руб.
110	52	290	108	390
35	17,3	100	36	130
10	5	30	10,5	40
6	2,9	18	6,0	24

Таблица 6.127. Стоимость свинцовых аккумуляторов для стационарных установок

Тип аккумулятора	Номинальная емкость при 10-часовом режиме разряда, кВт ч	Масса, кг	Оптовая цена 1 шт., руб.-коп.

В стеклянном сосуде

С-1, СК-1	36	8,6	6—60
С-2, СК-2	72	14,1	11—00
С-3, СК-3	108	18,5	14—20
С-4, СК-4	144	23,0	20—00
С-5, СК-5	180	28,0	24—00
С-6, СК-6	216	31,7	27—00
С-8, СК-8	288	41,6	33—50
С-10, СК-10	360	51,3	42—00
С-12, СК-12	432	59,5	48—50
С-14, СК-14	504	67,2	59—00

В деревянном баке, выложенном внутри свинцом

С-16, СК-16	576	100,1	95—00
С-18, СК-18	648	110,8	100—00
С-20, СК-20	720	121,0	114—00
С-24, СК-24	864	136,1	133—00
С-28, СК-28	1008	156,0	150—00
С-32, СК-32	1152	174,9	167—00

Тип аккумулятора	Номинальная емкость при 10-часовом режиме разряда, кВт·ч	Масса, кг	Оптовая цена 1 шт., руб.-коп.
C-36, СК-36	1296	194,4	185—00
C-40, СК-40	1440	212,2	202—00
C-44, СК-44	1584	230,9	219—00
C-48, СК-48	1728	251,0	237—00
C-52, СК-52	1872	268,8	254—00
C-56, СК-56	2016	288,2	271—00
C-60, СК-60	2160	307,6	289—00
C-64, СК-64	2304	325,5	306—00
C-68, СК-68	2448	343,2	323—00
C-72, СК-72	2592	364,2	341—00
C-76, СК-76	2736	383,6	357—00
C-80, СК-80	2880	401,4	374—00
C-84, СК-84	3024	422,4	393—00
C-88, СК-88	3168	443,5	410—00
C-92, СК-92	3312	463,0	428—00
C-96, СК-96	3456	482,3	445—00
C-100, СК-100	3600	501,8	462—00
C-104, СК-104	3744	521,2	481—00
C-108, СК-108	3888	540,6	498—00
C-112, СК-112	4032	558,4	515—00
C-116, СК-116	4176	577,8	531—00
C-120, СК-120	4320	597,2	548—00
C-124, СК-124	4464	615,0	566—00
C-128, СК-128	4608	639,3	584—00
C-132, СК-132	4752	655,4	600—00
C-136, СК-136	4896	674,8	617—00
C-140, СК-140	5040	696,0	635—00
C-144, СК-144	5184	712,1	652—00
C-148, СК-148	5328	744,6	671—00

Примечание. У всех аккумуляторов  $U_{\text{ном}}=2$  В.

Таблица 6.128. Стоимость токоограничивающих реакторов 110—220 кВ (комплект — 3 фазы)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
ТОРМТ	220	1000	230*	350*
ТОРМТ	110	1350	77,6	130

\* Данные ориентировочные.

Таблица 6.129. Расчетная стоимость токоограничивающих реакторов 10 (6) кВ (комплект — 3 фазы)

Номинальный ток, А	Стоимость реактора, тыс. руб., при установке		Номинальный ток, А	Стоимость реактора, тыс. руб., при установке	
	внутренней	наружной		внутренней	наружной
Одинарные			Сдвоенные		
1000	12,3	10,8	2×1000	15,5	15,2
1600	13,6	11,1	2×1600	17,5	15,0
2500	15,1	14,2	2×2500	18,0	16,6
4000	19,3	—	—	—	—

Таблица 6.130. Расчетная стоимость шунтирующих реакторов

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
Трехфазные			
РТМ-3300/6	6,6	3,3	18
РТМ-3300/10	11	3,3	18
РТД-20000/35	38,5	20	50
Однофазные			
3×РОМ-1200/10	6,6/√3	3×1,1	20
	11/√3		
3×РОД-30000/35	38,5/√3	3×30	160
3×РОД-33333/110	121/√3	3×33,3	170
3×РОДЦ-6000/500	525/√3	3×60	380
3×РСДЦ-110000/750	787/√3	3×110	950
3×РОДЦ-300000/1150	1200/√3	3×300	2700

Таблица 6.131. Расчетная стоимость реакторов РЗДСОМ

Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.
35	310	4	10	760	4,5
	620	5,5		1520	7
	1240	7		115	2
20	155	2,1	6	230	2,5
	190	2,5		460	3,2
10	380	3,2		920	4,5

Таблица 6.132. Постоянная часть затрат по подстанциям 35—1150 кВ

Напряжение, кВ	Электрические схемы подстанций на стороне ВН	Постоянная часть затрат, тыс. руб.
1150	Трансформаторы — шины	17000
750	Полуторная	6800
500	Полуторная	4100
	Трансформаторы — шины	2800
	Четырехугольник	2400
300	Полуторная	2100
	Трансформаторы — шины	1750
	Четырехугольник	1160
220/110	Сборные шины	750
	Мостик четырехугольник	520
	Без выключателей	400
220/35/10 220/10	Четырехугольник, сборные шины	460
	Мостик	360
	Без выключателей	240
110/35/10	Сборные шины	320
	Мостик	250
	Без выключателей	170
110/10	Сборные шины	290
	Мостик	210
	Без выключателей	130
35/10	С выключателями на постоянном токе	105
	То же на переменном токе	70
	Без выключателей	60

Таблица 6.133. Расчетная стоимость закрытых подстанций 35—220 кВ

Напряжение, кВ	Схема соединений на сторонах ВН и СН	Число и мощность трансформаторов, штх (МВ А)	Расчетная стоимость, тыс. руб.
	ПС с применением элегаза РУ 220 кВ выполнено по схеме «Четырехугольник» с 4 элегазовыми ячейками		

Напряжение, кВ	Схема соединений на сторонах ВН и СН	Число и мощность трансформаторов, шт × (МВ · А)			Расчетная стоимость, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	
220/110/10	РУ 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие секционированные с выключателем и обходная система шин» с 9 элегазовыми ячейками, в том числе — 4 линейные	2×200			1300
110/10(6)	ПС с применением элегаза РУ 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие секционированные с выключателем и обходная система шин». В стоимости учтено 7 элегазовых ячеек	2×63			5000
110/10(6)	РУ 110 кВ выполнено по схеме «Мостик с выключателем в перемычке и отделителем в цепях трансформаторов»	2×63 2×25			900 800
110/10/6	РУ 110 кВ выполнено по схеме «Два блока (линия — трансформатор) с отделителями»	2×63 2×25			850 750
35/10(6)	РУ 35 кВ выполнено по схеме «Два блока (линия — трансформатор) с автоматической перемычкой»	2×16			300

Примечание. Расчетные стоимости приведены для закрытой установки трансформаторов.

Таблица 6.134. Комплектные трансформаторные подстанции блочного типа (КТПБ) 35—220 кВ

Схемы соединений на стороне ВН	Напряжение, кВ	Число и мощность трансформаторов, шт × (МВ · А)	Число присоединяемых линий на стороне			Расчетная стоимость, тыс. руб.
			ВН	СН	НН	
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН	220/10—10	2×40 2×63	2	—	42	670
			2	—	50	740
	220/110/10	2×63 2×125	2	4	50	1060
			2	4	50	1170

Схемы соединений на стороне ВН	Напряжение, кВ	Число и мощность трансформаторов, штX(МВ-А)	Число присоединяемых линий на стороне			Расчетная стоимость, тыс. руб.
			ВН	СН	НН	
	220/35/10	2X25 2X40	2 2	4 4	22 22	610 730
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	220/10—10	2X40 2X63	2 2	— —	42 50	860 920
	220/35/10	2X25 2X40	2 2	4 4	22 22	860 980
	220/110/10	2X63 2X125	2 2	4 4	50 50	1250 1360
Блок (линия — трансформатор) с отделителями	110/10	1X2,5 1X6,3 1X10 1X16	1 1 1 1	— — — —	5 5 8 11	110 125 135 150
	110/10—10	1X25 1X40	1 1	— —	21 21	195 220
	110/35/10	1X6,3 1X10 1X16 1X25 1X40	1 1 1 1 1	2 2 2 2 2	5 8 11 11 11	155 170 190 205 230
	110/10—10	2X25 2X40	2 2	— —	42 42	350 400
	110/10	2X2,5 2X6,3 2X10 2X16	2 2 2 2	— — — —	10 10 16 22	200 225 240 270
	110/35/10	2X6,3 2X10 2X16 2X25 2X40	2 2 2 2 2	4 4 4 4 4	10 16 22 22 22	280 310 340 370 420
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН	110/10	2X2,5 2X6,3 2X10 2X16	2 2 2 2	— — — —	10 10 16 22	260 290 310 340

Тип ТП	Число трансформаторов и мощность шт. X (кВ · А)	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Стоимость, тыс. руб.	
			всего	в том числе строительные- монтажные работы
			14,33	7,36
К-42-400М2	2X(100—400)	52,6	<u>13,20</u>	<u>7,27</u>
			12,70	7,18
			<u>13,50</u>	<u>7,30</u>
			13,01	7,21
			<u>14,50</u>	<u>7,42</u>
			14,01	7,32
К-42-630М2	2X630	63,3	<u>15,89</u>	<u>8,53</u>
			15,40	8,44
			<u>16,17</u>	<u>8,57</u>
			15,68	8,48
			<u>17,15</u>	<u>8,65</u>
			16,66	8,56
КСК-42-630М2	2X630	77,9	<u>20,14</u>	<u>9,87</u>
			19,64	9,78
			<u>21,06</u>	<u>10,94</u>
			20,56	9,85
К-31-400М2	1X(100—400)	33,0	7,77	4,67

Тип ТП	Число трансформаторов и мощность шт. X (кВ · А)	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Стоимость, тыс. руб.	
			всего	в том числе строительно- монтажные работы
			8,08	4,72
			8,97	4,74
K-31-630M2	1X630	38,5	8,80	5,01
			9,10	5,04
			9,95	5,09

Примечание. В числителе приведены данные для ТП с секционированными шинами, в знаменателе — с несекционированными шинами.

### Список литературы

- 6.1. Обозначения условные графические в схемах. М., 1985.
- 6.2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Ершевич В. В., Зейлигер А. Н., Илларионов Г. А. и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и Н. М. Шапиро. М., 1985.
- 6.3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., 1989.
- 6.4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Т. 1. Электроснабжение/Под общей ред. А. А. Федорова. М., 1986.
- 6.5. Усатенко С. Т., Каченюк Т. К., Терехова М. В. Выполнение электрических схем по ЕСКД. Госстандарт, М., 1989.

## § 7.1. Постановка задачи выбора оптимальных сечений линий и правила пользования номограммами

Выбор сечений по универсальным номограммам обеспечивает минимум приведенных затрат; учитывает дискретность сечений, ограничения по нагреву в нормальном режиме и условия короны. Номограммы могут учитывать множественность и рост нагрузок, а также изменения любых коэффициентов, входящих в выражение приведенных затрат. Они рассчитаны по методике, предлагаемой в гл. 2 настоящего пособия.

Ниже приводятся примеры пользования номограммами при учете роста нагрузки и без него, при множественности нагрузок; кроме того, даны предельные длины для снятия ограничений.

**Без учета роста нагрузок.** 1. Определяется максимальный ток в линии за 1 год эксплуатации. 2. По (2.16) находится значение

$$V_{\Sigma} = \sqrt{\frac{E_{\Sigma} + p_a}{\tau c_3}}, \quad E_{\Sigma} \text{ — нормативный коэффициент эффективно-}$$

сти (в настоящее время для энергетики  $E_{\Sigma} = 0,12$ );  $p_a$  — коэффициент отчислений на амортизацию, о. е. (см. табл. 6.32);  $\tau$  — время максимальных потерь, ч/год (рис. 6.1);  $c_3$  — стоимость потерь энергии, руб/(кВт·ч) (см. рис. 6.2). 3. Зона, в которую попадает точка с координатами  $I_1$  и  $\sqrt{\sigma}$  по п. 1 и 2, показывает экономическое сечение (при существующих ценах некоторые сечения для определенных напряжений и исполнений сетей экономически невыгодны, о чем указано в примечаниях соответствующих номограмм). Если точка пересечения координат  $I_1$  и  $\sqrt{\sigma}$  попадает непосредственно на кривую, то безразлично, какое сечение выбирать — большее или меньшее, так как оба дают одну и ту же величину приведенных затрат. При меньшем сечении получается экономия металла, но большие потери энергии, при большем — наоборот (см. пример 7.1).

**С учетом роста нагрузок.** При учете изменения нагрузок по годам определяется усредненное значение расчетного тока [см.

(2.18)]:

$$I_p' = \sqrt{\sum_{t=1}^{t-1} \frac{E_{н.п} I_t^2}{(1 + E_{н.п})^t} + \frac{I_T^2}{(1 + E_{н.п})^T}}$$

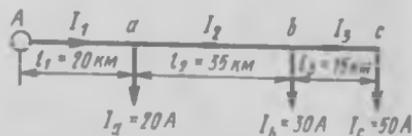
где  $E_{н.п}$  — коэффициент приведения разновременных затрат;  $I_t$  — максимальный ток в  $t$ -м году;  $I_T$  — максимальный ток в  $T$ -м году (последний расчетный год эксплуатации).

Если ежегодный процент прироста нагрузок одинаков ( $\alpha$ , %), то расчетный ток подсчитывается по выражению (см. рис. 2.1)

$$I_p' = \beta I_1.$$

Далее расчет проводится аналогично п. 1 по значениям  $I_p'$  и  $\bar{\gamma}\sigma$  (см. пример 7.2).

**При множественности нагрузок.** При нескольких нагрузках расчетный ток [см. (2.19)]



$$I_p' = \sqrt{\sum_{m=1}^{m-n} I_m^2 L_m / L}$$

Рис. 7.1. Схема линии, подающей энергию нескольким нагрузкам

где  $m$  — номер участка;  $n$  — число участков;  $L$  — полная длина линии (рис. 7.1).

Далее расчет проводится аналогично п. 1 по значениям  $I_p''$  и  $\bar{\gamma}\sigma$  (см. пример 7.3).

**Предельные длины.** Как показал анализ (см. гл. 2), при выборе сечений по номограммам экономических интервалов ограничения по допустимой потере напряжения и условиям перегорания плавкой вставки предохранителя при однофазном коротком замыкании во многих случаях могут быть сняты.

На рис. 2.5 даны зависимости предельных длин от допустимой потери напряжения:  $L'_{пред} = f_1(\Delta U_{доп}, \%)$  для различных напряжений. Если фактическая длина меньше предельной:  $L < L'_{пред}$ , то при выборе сечений по номограммам проверки по допустимой потере напряжения не требуется.

На рис. 2.6 и 2.7 даны зависимости предельных длин от сечения:  $L''_{пред} = f_2(F)$  для различных марок кабелей при разных мощностях трансформаторов. Если фактическая длина меньше предельной:  $L < L''_{пред}$ , то при выборе сечений по номограммам проверки перегорания вставки предохранителя в сетях до 1 кВ при однофазном коротком замыкании не требуется.

На рис. 7.2—7.25 штриховыми линиями указаны вычисленные ориентировочно экономические ограничения для наибольших сечений. Техническими ограничениями для наибольшего сечения явля-

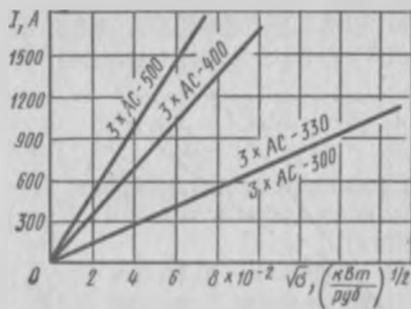


Рис. 7.2. Номограммы линий 500 кВ на стальных опорах с оттяжками (расщепление фазы на 3 провода)

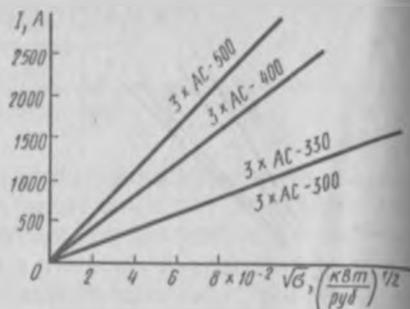


Рис. 7.3. Номограммы линий 500 кВ на стальных свободстоящих опорах (расщепление фазы на 3 провода)

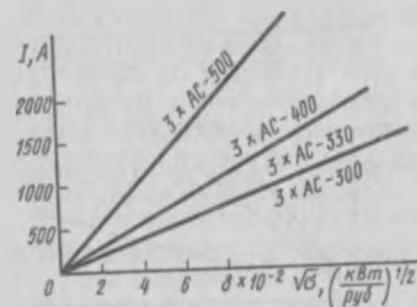


Рис. 7.4. Номограммы линий 500 кВ на железобетонных опорах (расщепление фазы на 3 провода)

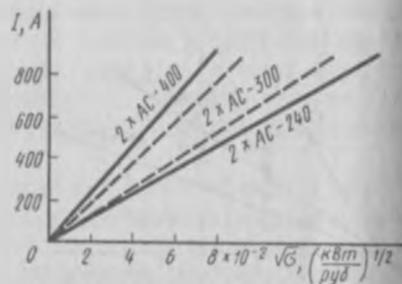


Рис. 7.5. Номограммы линий 330 кВ (расщепление фазы на 2 провода):  
 — на одноцепных стальных опорах;  
 - - на железобетонных одноцепных опорах

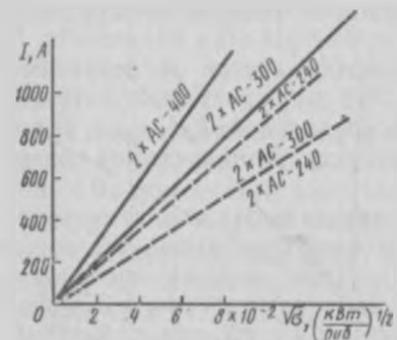


Рис. 7.6. Номограммы линий 330 кВ (расщепление фазы на 2 провода):  
 — на стальных двухцепных опорах;  
 - - на стальных двухцепных опорах с подвеской одной цепи

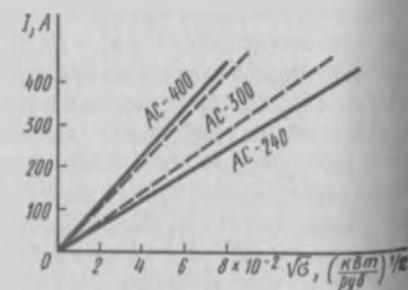


Рис. 7.7. Номограммы линий 220 кВ:  
 — на стальных одноцепных опорах;  
 - - на железобетонных одноцепных опорах

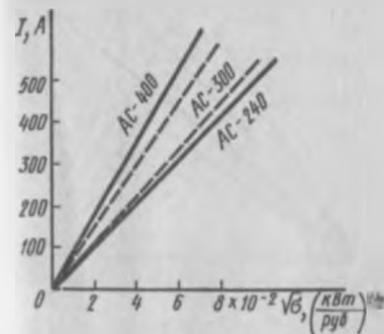


Рис. 7.8. Номограммы линий 220 кВ:  
 — на стальных двухцепных опорах;  
 - - на железобетонных двухцепных опорах

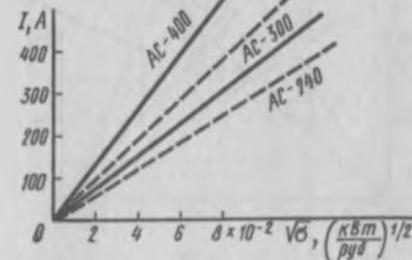


Рис. 7.9. Номограммы линий 220 кВ:  
 — на деревянных тросовых опорах;  
 - - на стальных двухцепных опорах с подвеской одной цепи

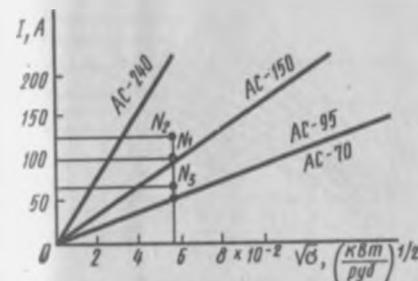


Рис. 7.10. Номограммы линий 110 кВ на стальных одноцепных опорах (сечения AC-120 и AC-185 экономически невыгодны)

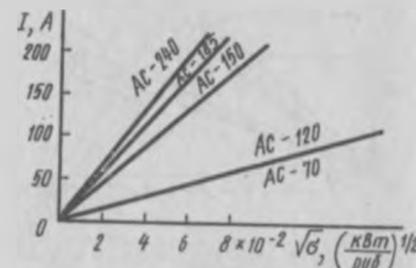


Рис. 7.11. Номограммы линий 110 кВ на железобетонных одноцепных опорах (сечение AC-95 экономически невыгодно)

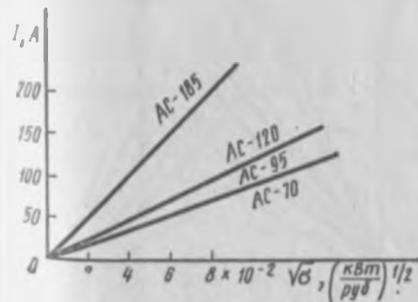


Рис. 7.12. Номограммы линий 110 кВ на деревянных одноцепных опорах (сечение AC-150 экономически невыгодно)

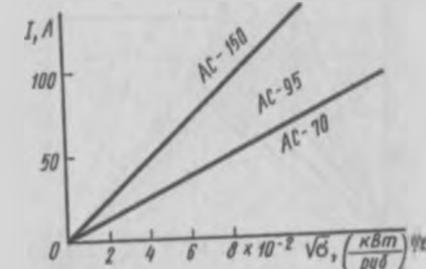


Рис. 7.13. Номограммы линий 20—35 кВ на стальных одноцепных опорах (сечение AC-120 экономически невыгодно)

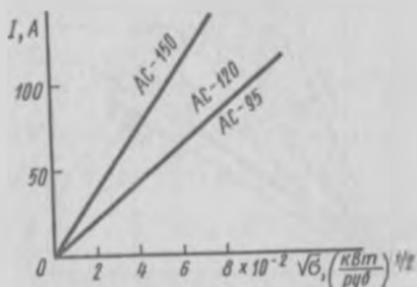


Рис. 7.14. Номограммы линий 20—35 кВ на железобетонных одноцепных опорах

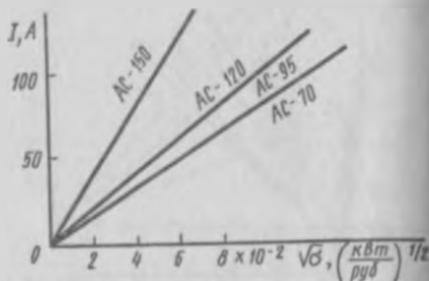


Рис. 7.15. Номограммы линий 20—35 кВ на деревянных одноцепных опорах

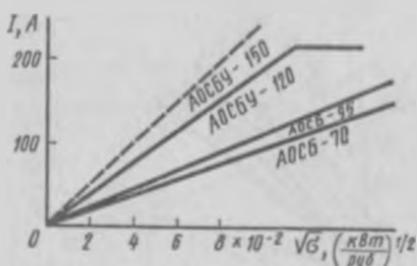


Рис. 7.16. Номограммы кабелей 35 кВ марки АОСБУ с прокладкой одного кабеля в траншее

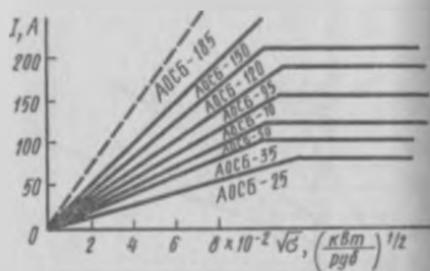


Рис. 7.17. Номограммы кабелей 20 кВ марки АОСБ с прокладкой одного кабеля в траншее

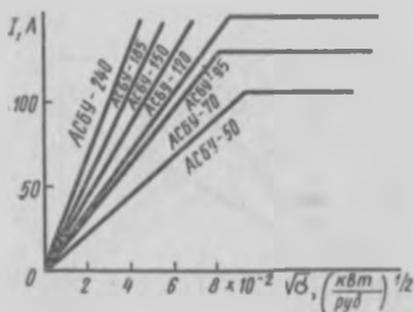


Рис. 7.18. Номограммы кабелей 10 кВ марки АСБУ с прокладкой одного кабеля в траншее

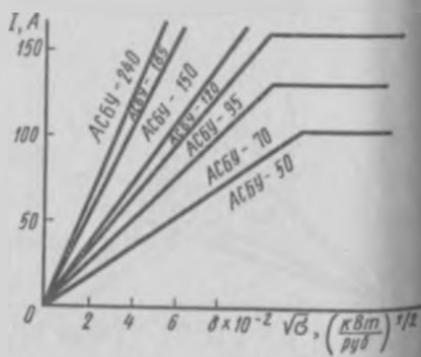


Рис. 7.19. Номограммы кабелей 10 кВ марки ААБЛУ с прокладкой одного кабеля в траншее

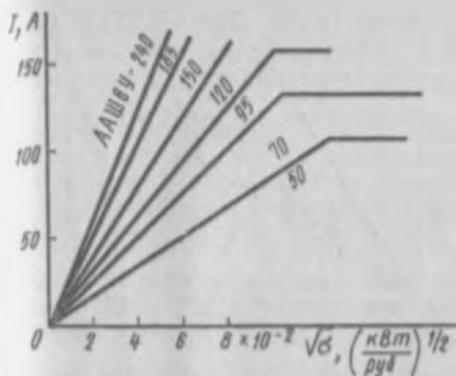


Рис. 7.20. Номограммы кабелей 10 кВ марки ААШВУ с прокладкой одного кабеля в траншее

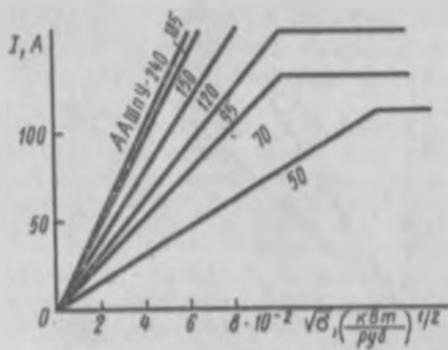


Рис. 7.21. Номограммы кабелей 10 кВ марки ААШПУ с прокладкой одного кабеля в траншее

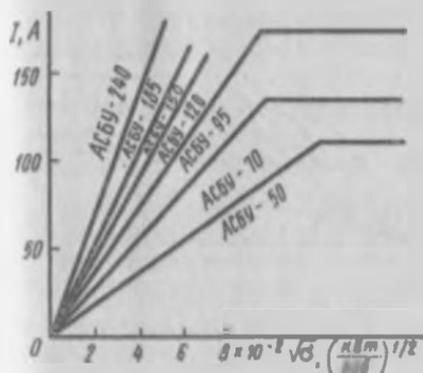


Рис. 7.22. Номограммы кабелей 6 кВ марки АСБУ с прокладкой одного кабеля в траншее

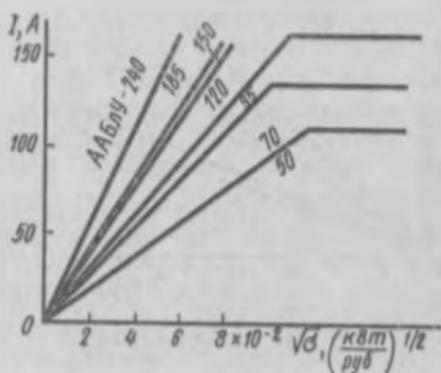


Рис. 7.23. Номограммы кабелей 6 кВ марки ААБЛУ с прокладкой одного кабеля в траншее

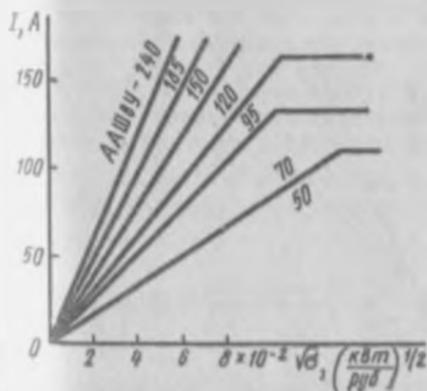


Рис. 7.24. Номограммы кабелей 6 кВ марки ААШВУ с прокладкой одного кабеля в траншее

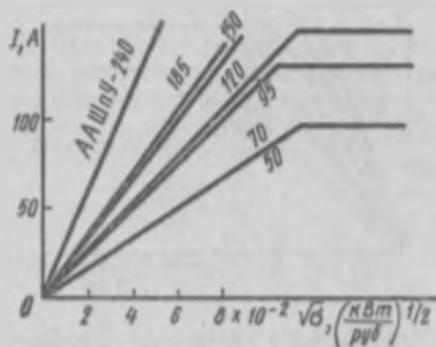


Рис. 7.25. Номограммы кабелей 6 кВ марки ААШПУ с прокладкой одного кабеля в траншее

ются значения длительно допустимых токов (табл. 6.54—6.62). Если ток в линии превосходит значение  $I_{\text{доп.л}}$ , необходимо увеличивать число цепей.

**Пример 7.1** (без учета роста нагрузок). Найти экономическое сечение воздушной линии напряжением 110 кВ, выполненной на стальных одноцепных опорах, при протекании по ней максимального тока  $T_{\text{макс}}=100$  А (линия находится в Северном Казахстане); число часов использования максимума  $T_{\text{макс}}=5000$  ч/год. Нормативный коэффициент эффективности при внедрении новой техники  $E_n=0,15$ .

**Решение.** 1. По табл. 6.32 находим отчисление на амортизацию в относительных единицах:  $p_a=0,025$ .

2. По заданному  $T_{\text{макс}}$  и рис. 6.1 определяем значение времени потерь  $\tau=3000$  ч/год.

3. По рис. 6.2 (кривая II) находим удельную стоимость потерь энергии по замыкающим затратам  $c_3=1,9 \cdot 10^{-2}$  руб/(кВт·ч) при  $k_{\text{макс}}=1$ .

4. Определяем значение

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{\tau c_3}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,025}{3000 \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}}} = 5,6 \cdot 10^{-2} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$$

5. На рис. 7.10 по значениям  $I_{\text{макс}}=100$  А и  $\sqrt{\sigma}=5,6 \cdot 10^{-2} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$  находим точку  $N_1$ , попадающую в область экономического сечения  $F_{\text{э.к}}=150$  мм<sup>2</sup>.

**Пример 7.2** (с учетом роста нагрузок). Найти экономическое сечение на 7-й год эксплуатации для условий примера 7.1, если ежегодный прирост нагрузок  $\alpha=5\%$ .

**Решение.** 1. По рис. 2.1 находим относительный прирост нагрузок  $\beta=1,26$  на 7-й год эксплуатации.

2. Определяем расчетный ток

$$I'_p = \beta I_{\text{макс}} = 1,26 \cdot 100 = 126 \text{ А.}$$

3. На рис. 7.10 по значениям  $I'_p=126$  А и  $\sqrt{\sigma}=5,6 \cdot 10^{-2} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$  находим точку  $N_2$ , попадающую в область экономического сечения  $F_{\text{э.к}}=150$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, экономическое сечение с учетом роста нагрузок при заданных условиях на 7-й год эксплуатации будет оставаться  $F_{\text{э.к}}=150$  мм<sup>2</sup>.

**Пример 7.3** (при множественности нагрузок). Найти экономическое сечение для заданного в примере 7.1 исполнения сети при токах  $I_1=100$  А,  $I_2=80$  А и  $I_3=50$  А (см. рис. 7.1).

**Решение.** 1. Находим расчетный ток

$$I'_p = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^{m-1} I_m^2 l_m}{L}} = \frac{100^2 \cdot 20 + 80^2 \cdot 35 + 50^2 \cdot 15}{70} = 65 \text{ А.}$$

2. На рис. 7.10 по значениям  $I'_p=65$  А и  $\sqrt{\sigma}=5,6 \cdot 10^{-2} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$  находим экономическое сечение  $F_{\text{э.к}}=95$  мм<sup>2</sup> (точка  $N_3$ ).

На рис. 7.2—7.25 приведены номограммы экономических интервалов сетей различных напряжений и исполнений для выбора оптимальных сечений линий.

## § 7.2. Постановка задачи выбора оптимальных мощностей трансформаторов (автотрансформаторов) и правила пользования номограммами

Выбор оптимальной мощности трансформаторов на подстанциях по универсальным номограммам экономических интервалов обеспечивает минимум приведенных затрат и показывает ориентировочные зоны допустимых перегрузок по условиям нагрева. Номограммы (рис. 7.26—7.57) построены по методике, предложенной в гл. 2 (§ 2.4) по выражению (2.42) и позволяют учитывать любые значения времени максимальных потерь  $\tau$  и стоимости потерь короткого замыкания  $s_k$ . Согласно (2.41) эти значения определяют величину  $\psi$ , являющуюся одним из двух показателей номограмм  $S=f(\psi)$ .

Выбор мощности двухобмоточных трансформаторов для однотрансформаторной подстанции. Из номограмм следует, что при малых значениях  $\psi$  (больших  $\tau$ ) выбор оптимальной мощности трансформаторов определяется экономическими соображениями, а при больших  $\psi$  (малых  $\tau$ ) — допустимой перегрузкой трансформатора.

Таким образом, при малых  $\tau$  из-за недостаточной перегрузочной способности приходится выбирать трансформатор большой мощности, не обеспечивающий минимум приведенных затрат.

**Пример 7.4.** Найти оптимально-экономическую мощность двухобмоточного трансформатора 110 кВ с РПН на *однотрансформаторной* подстанции для энергетического района при  $\tau=3000$  ч/год (максимальная передаваемая мощность  $S=13$  МВ·А).

*Решение.* 1. По рис. 2.9 и значению  $\tau=3000$  ч/год определяем величину  $\psi=0,12 \sqrt{\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{руб}}$ .

2. По номограмме рис. 7.38 при значениях  $S=13$  МВ·А и  $\psi=0,12$  находим оптимально-экономическую мощность трансформатора (см. точку *л*). Эта мощность равна 16 МВ·А.

Выбор мощности двухобмоточных трансформаторов для однотрансформаторной подстанции с учетом роста нагрузки. При учете роста нагрузок для использования номограмм необходимо определить расчетную мощность, кВт·А, которая вычисляется аналогично расчетному току при выборе сечений линий [1.14, 2.4 и 2.5], кВт·А,

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{\sum_{t=1}^{t=T} \frac{E_{н.п} S_t^2}{(1 + E_{н.п})^t} + \frac{S_T^2}{(1 + E_{н.п})^2}}, \quad (7.1)$$

где  $E_{н.п}$  — коэффициент приведения разновременных затрат;  $S_t$  — максимальная мощность, определяемая трансформатором в  $t$ -м году;  $S_T$  — максимальная мощность в  $T$ -м году (последний расчетный год).

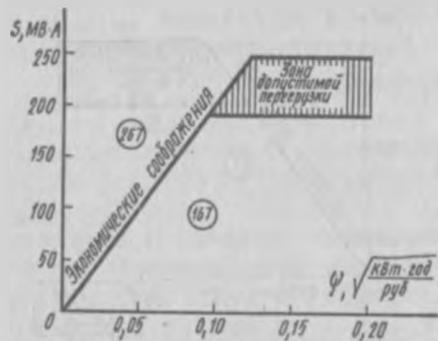


Рис. 7.26. Номограммы однофазных трехобмоточных автотрансформаторов 550/220 кВ с РПН при незагруженной обмотке НН (I район)

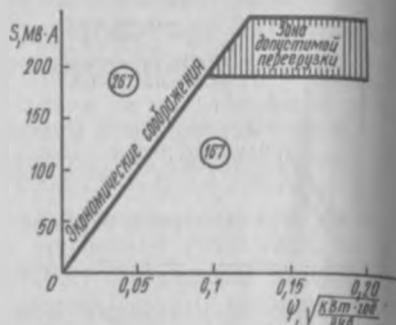


Рис. 7.27. Номограммы однофазных трехобмоточных автотрансформаторов 550/220 кВ с РПН при незагруженной обмотке НН (II район)

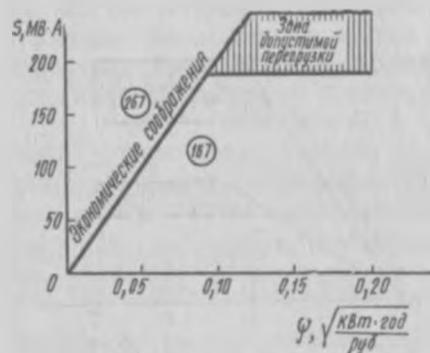


Рис. 7.28. Номограммы однофазных трехобмоточных автотрансформаторов 550/220 кВ с РПН при незагруженной обмотке НН (III район)

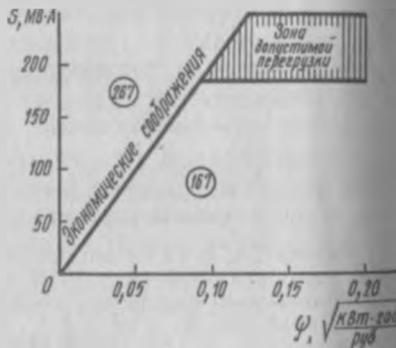


Рис. 7.29. Номограммы однофазных трехобмоточных автотрансформаторов 550/220 кВ при незагруженной обмотке НН (IV район)

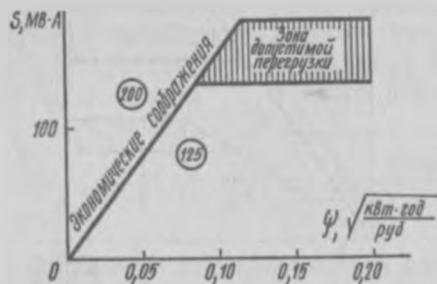


Рис. 7.30. Номограммы трехобмоточных автотрансформаторов 330/110 кВ при незагруженной обмотке НН (I район)

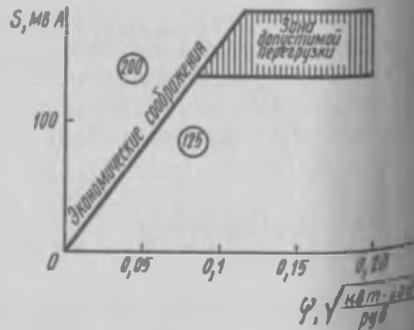


Рис. 7.31. Номограммы трехобмоточных автотрансформаторов 330/110 кВ при незагруженной обмотке НН (II район)

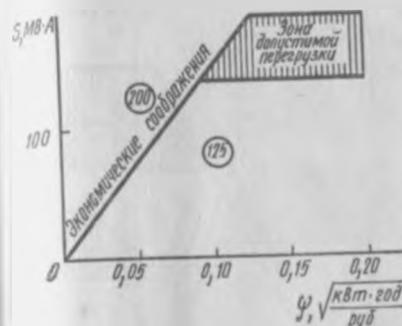


Рис. 7.32. Номограммы трехобмоточных автотрансформаторов 330/110 кВ при незагруженной обмотке НН (III район)

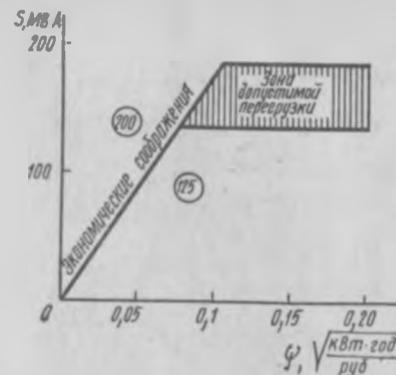


Рис. 7.33. Номограммы трехобмоточных автотрансформаторов 330/110 кВ при незагруженной обмотке НН (IV район)

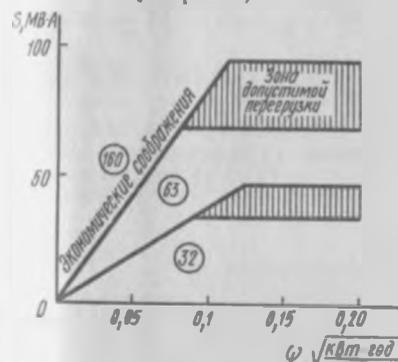


Рис. 7.34. Номограммы двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН (I район)

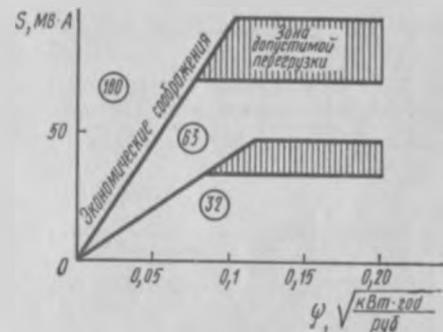


Рис. 7.35. Номограммы двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН (II район)

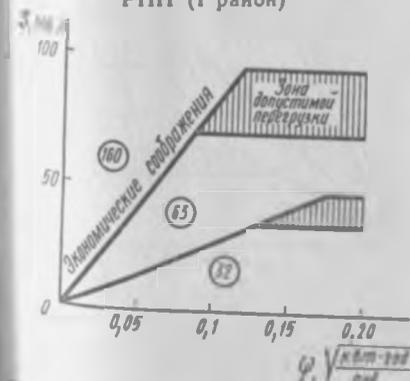


Рис. 7.36. Номограммы двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН (III район)

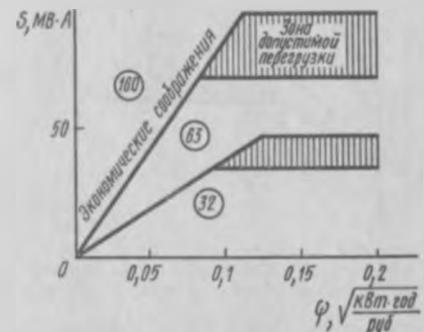


Рис. 7.37. Номограммы двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН (IV район)

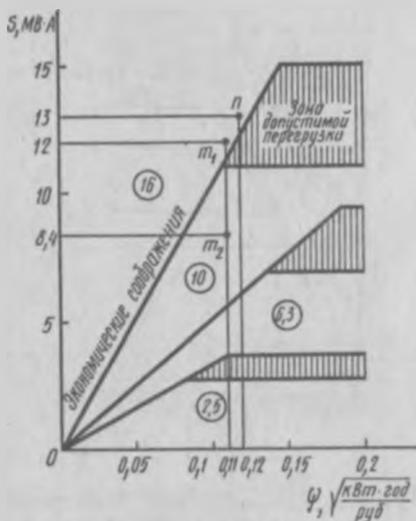


Рис. 7.38. Номограммы для двухмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (I район)

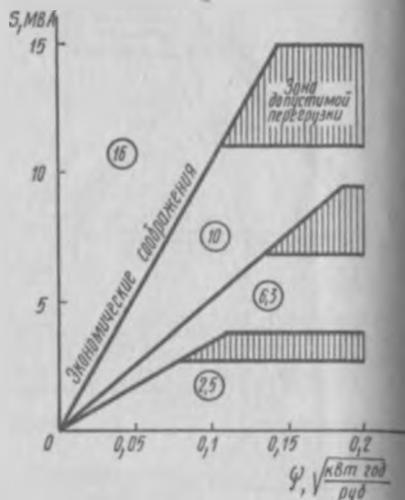


Рис. 7.39. Номограммы для двухмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (II район)

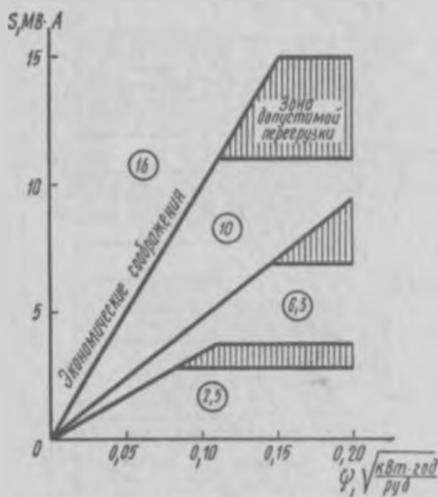


Рис. 7.40. Номограммы для двухмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (III район)

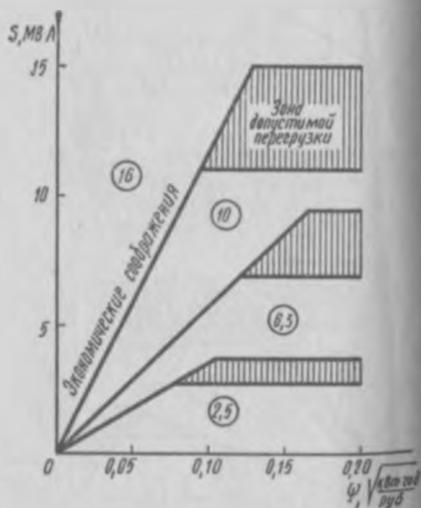


Рис. 7.41. Номограммы для двухмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (IV район)

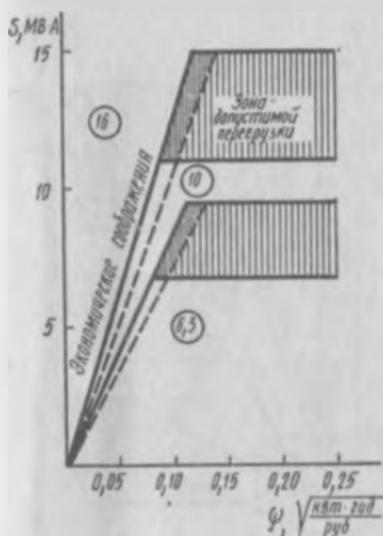


Рис. 7.42. Номограммы для трехфазных трансформаторов 35 кВ с РПН (I район):

--- в режиме двухобмоточного трансформатора; — при равномерной нагрузке вторичных обмоток

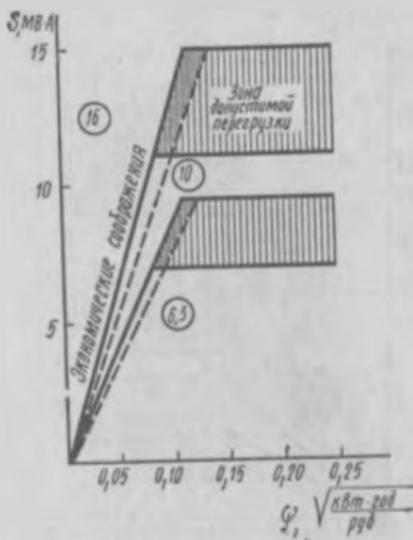


Рис. 7.43. Номограммы для трехфазных трансформаторов 35 кВ с РПН (II район):

--- в режиме двухобмоточного трансформатора; — при равномерной нагрузке вторичных обмоток

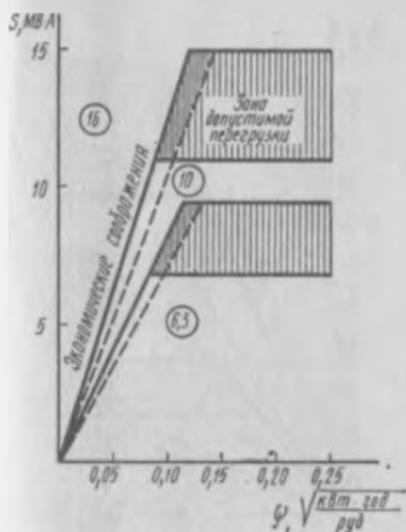


Рис. 7.44. Номограммы для трехфазных трансформаторов 35 кВ с РПН (III район):

--- в режиме двухобмоточного трансформатора; — при равномерной нагрузке вторичных обмоток

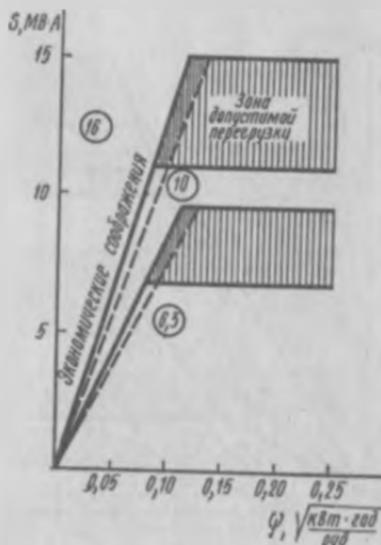


Рис. 7.45. Номограммы для трехфазных трансформаторов 35 кВ с РПН (IV район):

--- в режиме двухобмоточного трансформатора; — при равномерной нагрузке вторичных обмоток

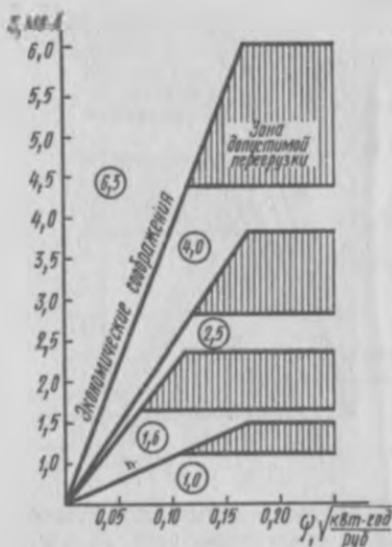
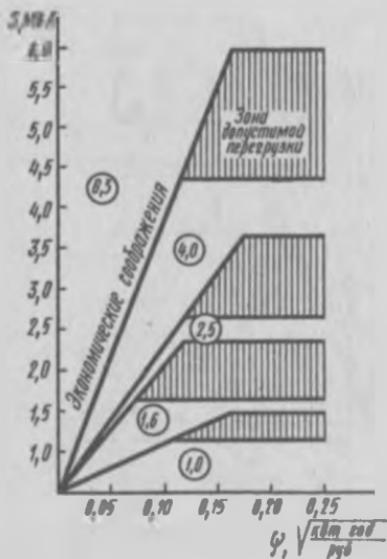


Рис. 7.46. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ с РПН (I район)

Рис. 7.47. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ с РПН (II район)

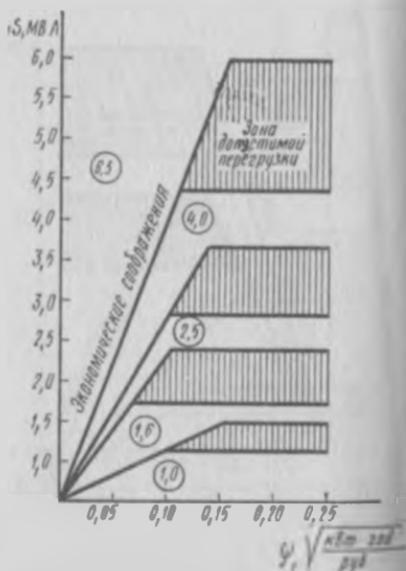
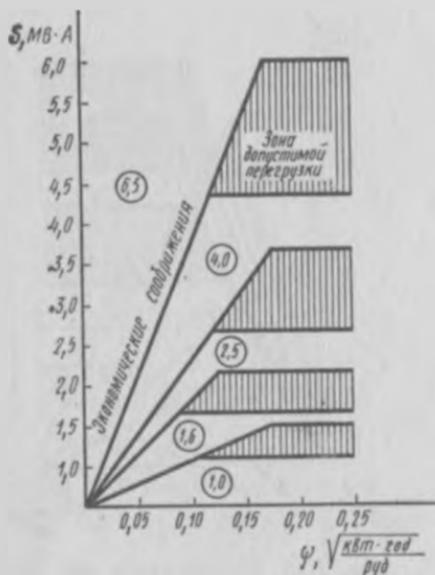


Рис. 7.48. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ с РПН (III район)

Рис. 7.49. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ с РПН (IV район)

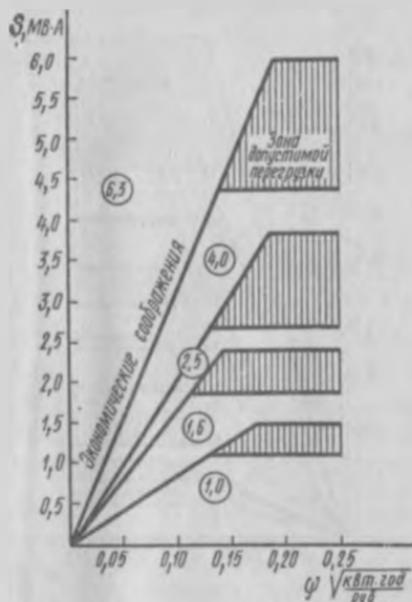


Рис. 7.50. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ без РПН (I район)

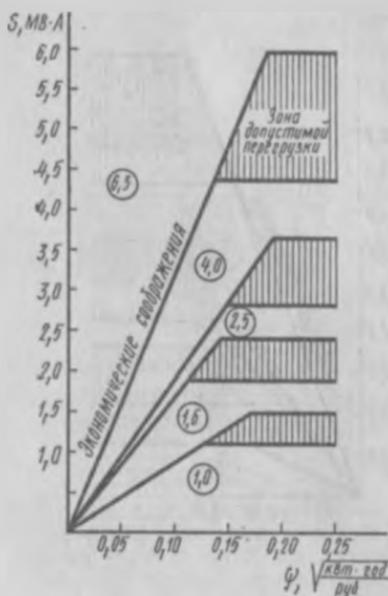


Рис. 7.51. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ без РПН (II район)

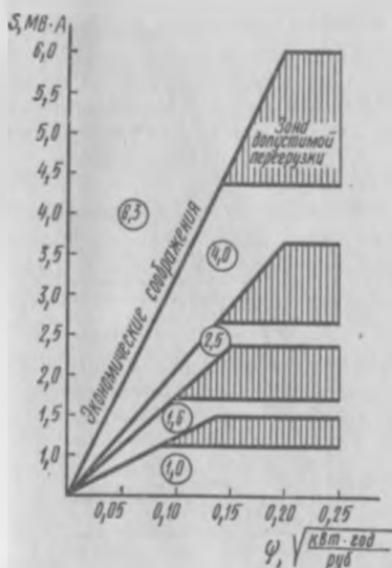


Рис. 7.52. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ без РПН (III район)

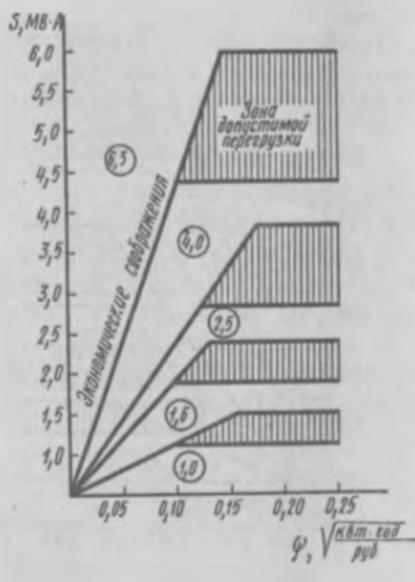


Рис. 7.53. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20—35 кВ без РПН (IV район)

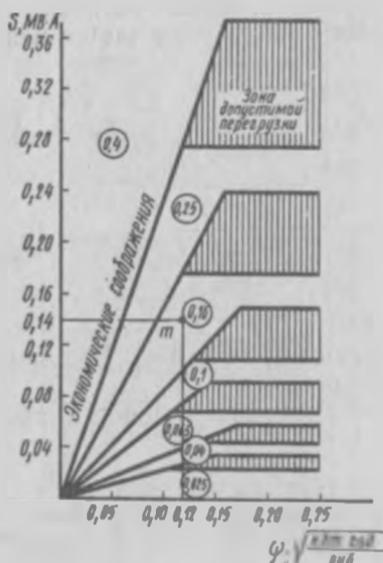


Рис. 7.54. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (I район)

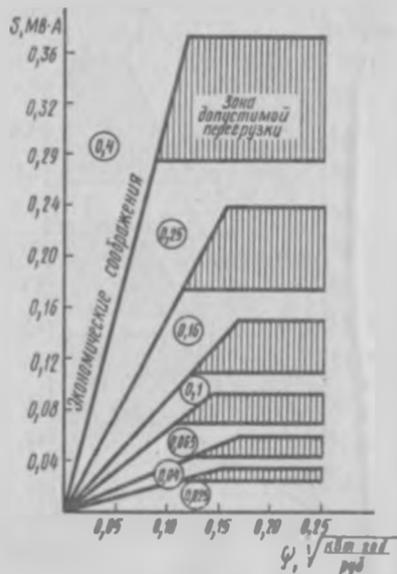


Рис. 7.55. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (II район)

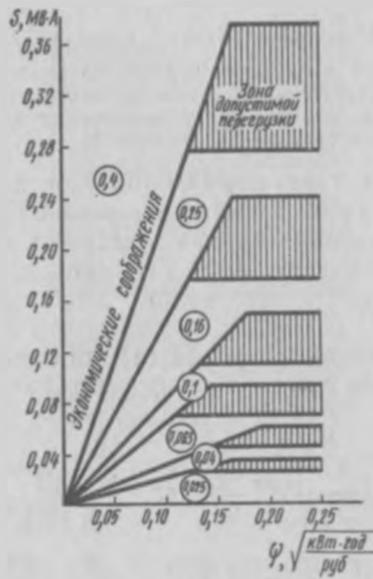


Рис. 7.56. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (III район)

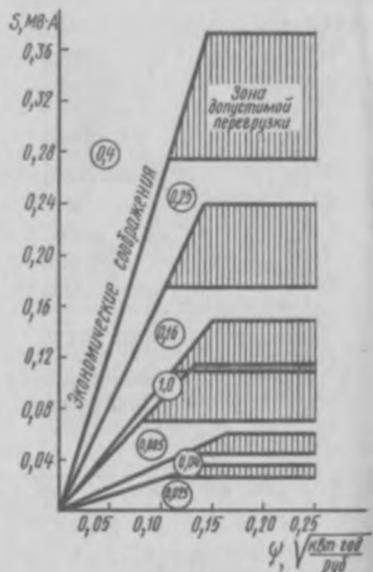


Рис. 7.57. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (IV район)

При постоянном темпе роста нагрузок  $\alpha$ , когда нагрузка следующего года  $S_{t+1} = (1 + \alpha)S_t$ , выражение (7.1) упрощается и принимает вид, кВ·А:

$$S_{\text{расч}} = \beta S_1, \quad (7.2)$$

где

$$\beta = \sqrt{\frac{E_{н.п} [(1 + \alpha)^T - 1]}{(1 + E_{н.п})^n} + \frac{(1 + \alpha)^{T-1}}{1 + E_{н.п}}}. \quad (7.3)$$

По выражению (7.3) на рис. 2.1 построены кривые  $\beta = f(T)$  для разных значений  $\alpha$  в относительных единицах.

Ниже дан пример определения оптимальной мощности трансформатора с учетом роста нагрузок.

**Пример 7.5.** Найти оптимальную мощность трансформатора 10/0,4 кВ с учетом роста нагрузки для I энергетического района СССР при  $\tau = 3000$  ч/год. Максимальная передаваемая мощность в первом году  $S_1 = 100$  кВ·А при ежегодном росте нагрузки  $\alpha = 0,05$  (5%). Расчетный срок эксплуатации  $T = 10$  лет.

*Решение.* 1. По рис. 2.9 при  $\tau = 3000$  ч/год находим  $\psi = 0,12 \sqrt{\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{руб}}}$ .

2. По кривым рис. 2.1 для  $\alpha = 0,05$  и  $T = 10$  лет определяем значение  $\beta = 1,4$ .

3. Находим расчетное значение нагрузок  $S_{\text{расч}} = \beta S_1 = 1,4 \cdot 100 = 140$  кВ·А.

4. При значениях  $\psi = 0,12 \sqrt{(\text{кВт} \cdot \text{год})/\text{руб}}$  и  $S_{\text{расч}} = 140$  кВ·А по номограмме рис. 7.54 находим точку  $m$ . Она попадает в область использования трансформатора мощностью  $S_{\text{ном}} = 160$  кВ·А. Следовательно, этот трансформатор является оптимальным и его следует применять при заданных условиях.

**Выбор мощности двухобмоточных трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции\*.** Если на подстанции установлено два трансформатора одинаковой мощности, т. е. мощность подстанции  $S_{\text{ПС}} = 2S_{\text{ТР}}$ , то граница перехода  $S_{\text{ТР}} = S_{\text{ЭК}}$  находится при построении номограмм экономических интервалов аналогично (2.42).

Приравнивая приведенные затраты согласно [1.14] для смежных мощностей трансформаторов при двух трансформаторах на подстанции  $S_1 = S_2$ , получаем

$$2[(E_n + p_{\Sigma})k_1 + \Delta P_{\Sigma} T c_{\Sigma}] + \frac{1}{2} \Delta P_{\text{к1}} \frac{S_{\text{ПС}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \tau c_{\Sigma} =$$

\* См.: Блок В. М., Степанченко Б. А., Свириденко Т. И. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности трансформаторов. Рига, РПИ, 1979.

$$= 2[(E_n + p_2)k_2 + \Delta P_{x2} T_{Bc2}] + \frac{1}{2} \Delta P_{k2} \left( \frac{S_{пс}^2}{S_{ном}^2} \right) \tau c_k.$$

После преобразований

$$S_{ок} = 2\psi \sqrt{\frac{(E_n + p_2)(k_2 - k_1) + (\Delta P_{x2} - \Delta P_{x1}) T_{Bc2}}{\frac{\Delta P_{k1}}{S_{ном1}^2} - \frac{\Delta P_{k2}}{S_{ном2}^2}}}. \quad (7.4)$$

Сравнивая (7.4) с (2.42), видим, что для двух трансформаторов  $S_{ок}$  в 2 раза больше, чем для одного трансформатора.

Таким образом, с достаточной степенью точности можно считать, что номограммы экономических интервалов, построенных для однотрансформаторных подстанций по (2.42), приемлемы и для двух одинаковых трансформаторов на подстанции с учетом того, что в нормальном режиме номограммы учитывают мощность половины подстанции, т. е. фактическую мощность, проходящую только через один трансформатор\*.

При ответственных потребителях в случае аварий на одном из трансформаторов оставшийся должен обеспечить нормальную нагрузку подстанции с учетом его перегрузки. Ориентировочно можно принять, что

$$S_{ок} = S_{пс} k_{ав.макс} / 2, \quad (7.5)$$

где  $S_{пс}$  — полная фактическая мощность всей подстанции;  $k_{ав.макс}$  — допустимый коэффициент перегрузки.

Например, при двух одинаковых трансформаторах на ПС и допустимой перегрузке каждого из них, равной 40%,  $S_{ок} = 1,4 S_{пс} / 2 = 0,7 S_{пс}$ . В данном случае определяющим является условие нагрева.

**Пример 7.6.** Найти оптимально-экономическую мощность двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН на двухтрансформаторной подстанции для I энергетического района при  $\tau = 4000$  ч/год. Максимальная передаваемая мощность подстанции  $S_{пс} = 12$  МВ·А.

**Решение.** 1. Определяем согласно (7.5) мощность одного трансформатора на двухтрансформаторной подстанции по условиям аварийного режима:  $S_{тр} = 0,7 S_{пс} = 0,7 \cdot 12 = 0,4$  МВ·А.

2. По рис. 29 для  $\tau = 4000$  ч/год первого (I) района определяем  $\psi$ . Она равна 0,117 (кВт·год)/руб.

3. По значениям  $\psi$  и  $\tau$  (рис. 7.38) находим оптимально-экономическую мощность каждого трансформатора. Она попадает в зону экономического использования трансформаторов 10 МВ·А (точка  $m_2$ ). Таким образом, на под-

\* Справедливо при длительных систематических перегрузках для ответственных потребителей.

станции должны быть установлены два трансформатора мощностью по 10 МВ-А каждый, т. е.  $2 \times 10$  МВ-А.

При установке одного трансформатора на подстанции его оптимальная мощность была бы 16 МВ-А (точка  $t_1$  на рис. 7.38). Учет роста нагрузки производится аналогично примеру 7.5.

### *Список литературы*

7.1. Блок В. М. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей по кривым экономических интервалов//Электричество. 1975. № 1. С. 78—80.

7.2. Метод выбора сечений кабеля по универсальным номограммам/Блок В. М., Астахов Ю. Н., Лариньш К. В., Гусева С. А., Бейерс И. В.//Электричество. 1976. № 5. С. 24—27.

7.3. Блок В. М. Выбор оптимальной мощности трансформаторов по универсальным номограммам экономических интервалов//Электричество. 1980. № 6. С. 51—53.

## Приложения. Описание технологического процесса по подготовке исходной информации для программы Б/6-77\*

### П1. Исходная информация для расчета установившегося режима

Программа составлена на языке ФОРТРАН.

Исходные данные для расчета составляют пять массивов, перечисленные в табл. П1. В конце массивов 01, 02, 03, 04 ставится пустая перфокарта (п/к) Таблица П1. Список массивов

№ п/п	Содержание массива	Код массива
1	Управляющая информация	00
2	Программные константы	01
3	Информация об узлах сети	02
4	Информация о ветвях сети	03
5	Информация о статических характеристиках нагрузок	04

Для всех массивов в первых восьми позициях п/к записываются целые десятичные числа, в позициях 9—80 — десятичные действительные числа в формате F80 (каждое число занимает 8 позиций). Числа записываются с десятичной точкой, если они выравниваются по левой границе отведенного для них поля, и без точки, если указанные числа выровнены по правой границе поля. Целые десятичные числа записываются в формате I2.

### П2. Управляющая информация — массив 00

Управляющая информация является общей для программы расчета установившегося режима Б/6-77 и программы оптимизации Б/2-77. Ниже приведено расположение управляющей информации на перфокартах. При этом на всех перфокартах позиции 5—8 не используются.

#### Первая перфокарта (0001)

1. NMAX — номер массива — 00, позиции 1—4.
2. NPK — номер перфокарты — 01.
3. NOBKT — шифр (номер) объекта; позиции 9—16. Типовое значение — 0\*\*.
4. NSET — шифр (номер) сети; позиции 17—24.

\* Методика, алгоритмы и программа расчета установившегося режима электрической сети на ЭВМ типа ЕС-1030 (программа Б/6-77). Научн. отчет. М., ВНИИЭ. 1977.

\*\* Для всех остальных пунктов типовые значения также 0.

5. KPR1 — признак печати исходной информации; позиции 25—32: если KPR=0, то печати нет, если KPR=1, то печать есть.

6. KPR2 — признак печати промежуточных результатов расчета установившегося режима; позиции 33—40: если KPR2=0, то печати нет; если KPR2=1, то печать есть.

7. KPR3 — признак печати номеров генераторных узлов; позиции 41—48: если KPR3=0 — печати нет; если KPR3=1 — печать есть.

8. KPR4 — признак печати потокораспределения; позиции 49—56: если KPR4=1 — печати нет; если KPR4=0 — печать есть.

9. KPR5, KPR6 — признаки печати, используемые в программе оптимизации Б/2-77; позиции соответственно 57—64 и 65—72.

10. KPR7 — признак печати промежуточной информации при расчете параметра; позиции 73—80: если KPR7=0 — печати нет; если KPR7=1 — печать есть.

### Вторая перфокарта (0002)

1. NMAC — номер массива — 00; позиции 1, 2.

2. NPK — номер перфокарты — 02; позиции 3, 4.

3. NPROG — признак метода, используемого для расчета; позиция 9—16: если для расчета используется метод Ньютона, то NPROG=5; если используется метод Ньютона по параметру Б/6-77, то NPROG=6; если используется оптимизационная программа Б/2-77, то NPROG=2. Типовое значение — 5.

4. NCYL — номер начального цилиндра файла расчетных моделей сети; позиции 17—24. Типовое значение — 81. В программе использован номер начального цилиндра 195.

5. IGEN — признак учета ограничений по реактивной мощности источников; позиции 25—32: если IGEN=0, то расчет без учета ограничений по Q; если IGEN=1, то с учетом ограничений по Q. Типовое значение — 1.

6. IX — тип переменной при работе программы; позиции 33—40: если IX=0, то в качестве независимой переменной выбирается  $\text{tg } \delta/2$ ; если IX=—1, то независимая переменная —  $\delta$ . Типовое значение — 0.

7. IPAR — признак для выбора метода расчета параметра: позиции 41—48: если IPAR=0, то расчет параметра ведется методом минимизации; если IPAR=1, то методом Матвеева. Типовое значение — 0.

8. DVMAX — максимально допустимое значение приращения модуля напряжения  $|\Delta U_{\text{max}}^{\text{mod}}|$ , по достижении которого осуществляется переход с метода Ньютона на метод Ньютона по параметру (задается в относительных единицах); позиции 41—48. Типовое значение — 0.2.

9. DSMAX — максимально допустимое значение угла  $\text{tg } (\delta/2)$ , по достижении которого осуществляется переход с метода Ньютона на метод Ньютона по параметру; позиции 49—56. Типовое значение — 1.0.

10. NOBRVP — число итераций расчета установившегося режима, после которого расчет прекращается; позиции 57—64. Типовое значение — 8.

*Примечания:* 1. Поскольку управляющим и программным константам в самой программе присваиваются типовые значения, на перфокартах пробиваются только отличные от типовых значения констант. Наличие нуля в соответствующих позициях п/к указывает на использование типового значения.

2. Массивы 00 и 01 выступают как единое целое и обязательно должны заканчиваться пустой перфокартой.

3. Возможно использование только типовых значений констант массивов 00 и 01. В этом случае ставится только одна пустая перфокарта.

4. Пример записи на бланках нетиповых значений управляющих и программных констант представлен на рис. П.1.

### Третья перфокарта (0003)

1. NMAX — номер массива — 00; позиции 1, 2.

2. NPK — номер перфокарты в массиве 03; позиции 3, 4.



3. IVVOD — признак ввода исходной информации; позиции 9—16: если IVVOD=—1, то ввод с магнитного диска (MD); если IVVOD=0, то ввод с перфокарт; если IVVOD=1, то ввод с MD информационной базы. Типовое значение — 0.

4. NPMC — номер расчетной модели сети для считывания; позиции 17—24. Типовое значение — 0.

5. ICONTR — признак контроля исходных данных; позиции 25—32: если ICONTR=0, то контроля нет; если ICONTR=1, то контроль есть. Типовое значение — 0.

### П3. Программные константы — массив 01

Массив состоит из одной перфокарты, содержащей следующие данные.

1. NMAC — номер массива — 01; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве — 01; позиции 3, 4.
3. EPS — максимально допустимое значение небалансов мощности в узлах (МВт или Мвар) при расчете установившегося режима; позиции 9—16. Типовое значение — 1.0.
4. PARMAX — максимальное значение параметра  $\alpha$  при расчете установившегося режима; позиции 17—24. Типовое значение — 1.0.
5. IPAR — шаг по параметру; позиции 25—32. Типовое значение — 0.1.
6. APS — точность вычисления параметра; позиции 33—40. Типовое значение — 0.02.

### П4. Информация об узлах сети — массив 02

Исходная информация о каждом узле располагается на двух перфокартах следующим образом.

#### Первая перфокарта

1. NMAC — номер массива 02; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве 01; позиции 3, 4.
3. Позиции с 5-й по 6-ю включительно не используются.
4. NCXH — номер типа статической характеристики нагрузки: записывается в 7—8-й позициях в формате I2. Для учета короны в этих позициях указывается номер типа удельных потерь на корону. Указанные номера выбираются в соответствии с массивом 04.
5. NPV — номер узла  $i$ ; позиции 9—16. Числа в этих позициях и ниже записываются в формате F8.0.
6. UNOM — номинальное напряжение узла  $U_{ном}$  (кВ); позиции 17—24.
7. PNI — активная потребляемая мощность узла  $P_n$  (МВт); позиции 25—32. Если первый узел введен для учета активной потери мощности на корону, то в данной позиции указывается длина примыкающих участков ВЛ с короной в километрах.
8. QNI — реактивная потребляемая мощность узла  $Q_n$ ; позиции 33—40.
9. PGI — активная генерируемая мощность узла  $P_r$  (МВт); позиция 41—48.
10. QGI — реактивная генерируемая мощность узла  $Q_r$  (Мвар); позиции 49—56.
11. UMOD — заданный модуль напряжения  $U$  или его начальное приближение  $U^0$  (кВ); позиции 57—64.
12. QUMIN — нижний предел допустимых значений реактивной генерации узла  $Q_{г.мин}$  (Мвар); позиции 65—72.
13. QUMAX — верхний предел допустимых значений реактивной генерации узла  $Q_{г.макс}$  (Мвар); позиции 73—80.

## Вторая перфокарта

1. NMAC — номер массива 02; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве 02; позиции 3, 4.
3. Позиции 5—8 не используются.
4. NPV — номер узла  $i$ ; позиции 9—16. Числа записываются в формате F80.
5. UMIN — нижний предел допустимых значений модуля напряжения узла  $U_{мин}$  (кВ); позиции 17—24.
6. UMAX — верхний предел допустимых значений модуля напряжения узла  $U_{макс}$  (кВ); позиции 25—32.
7. NOP — признак задания типа генераторного узла; позиции 49—50: если узел не опорный, то NOP=0; если узел опорный, то NOP=1; если узел балансирующий, то NOP=-1; если для угла заданы модуль напряжения и фазовый угол ( $|U|, \delta$ ), то NOP=2.
8. LKOR — длина участка линии (км), на котором учитывается корона; позиции 25—32 (для узла, вводимого для учета потерь на корону).

*Примечания.* 1. Возможно проведение расчета по программе Б/6-77 без задания вторых перфокарт во всех узлах, кроме балансирующего. В этом случае значения  $U_{мин}$  и  $U_{макс}$  рассчитываются в самой программе. При этом:

$$\text{для нагрузочных узлов} \\ U_{мин} = 0,9 U_{ном}, U_{макс} = 1,1 U_{ном};$$

для генераторных узлов

$$U_{мин} = 0,95 U_{ном}, U_{макс} = 1,05 U_{ном}.$$

2. Узел рассматривается как генераторный, если хотя бы одна из величин PG1, QG1, QUMIN, QUMAX отлична от нуля.
3. Для нагрузочных узлов и генераторных узлов с заданной генерацией  $Q$ , возможно отсутствие задания начального приближения  $|U|$ . Тогда в самой программе принимается  $U^0 = U_{ном}$ .
4. В узле, вводимом для учета потерь на корону, данные по величинам PH1, QH1, PG1, QG1, QUMIN, QUMAX не задаются.
5. Начальные значения фазового угла принимаются равными 0.
6. Массив 02 обязательно должен заканчиваться пустой п/к.
7. Пример записи исходной информации для узла на бланке представлен на рис. П2.
8. Для балансирующего узла обязательно задание  $Q_{мин}$  и  $Q_{макс}$ .

## П5. Информация о ветвях сети — массив 03

Информация о ветвях сети может занимать одну (первую) или две (первую и вторую или первую и третью) перфокарты и располагается на них следующим образом.

### Первая перфокарта

1. NMAC — номер массива 03; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве 01; позиции 3, 4.
3. NPL — номер параллельной линии; позиции 5, 6 (формат I2). Нижеследующие числа начинаются с 9-й позиции п/к и записываются в формате F80.
4. NPV, NQV — номера узлов ( $i$  и  $\alpha$ ), ограничивающих данную ветвь; позиции 9—16 и 17—24: если в ветви есть трансформатор, то на первом месте указывается узел, к которому отнесено сопротивление трансформатора; если ветвь представляет шунт на землю, то на месте второго узла указывается ноль.



5. RPQ — активное сопротивление ветви  $R_{i\alpha}$  (Ом). Для шунта — активная проводимость  $G_{ш}$  (мкСм); позиции 25—32.
6. XPQ — реактивное сопротивление ветви  $X_{i\alpha}$  (Ом): Для шунта — реактивная проводимость  $B_{ш}$  (мкСм); позиции 33—40.
7. YPQC — емкостная проводимость на землю в микросименсах для ветви без трансформатора, записывается со знаком «—»; позиции 41—48. Для ветви с трансформатором шунт намагничивания трансформатора в микросименсах отнесенный к узлу NPV, записывается со знаком «+».
8. TK1 — модуль коэффициента трансформации трансформатора; позиции 49—56.
9. TK2 — аргумент коэффициента трансформации трансформатора (град); позиции 57—64.

**Вторая перфокарта**

1. NMAC — номер массива — 03; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве — 02; позиции 3, 4.
3. NPL — номер параллельной линии; позиции 5, 6 (формат 12).
4. NGR — номер контролируемой по току или по потоку группы ВЛ. Записывается в формате 12; позиции 7, 8. Нижеследующие числа начинаются с 9-й позиции и записываются в формате F8.0.
5. NPV, NQV — номера узлов, ограничивающих данную ветвь с трансформатором или данную контролируемую ветвь; позиции 9—16 и 17—24.
6. TK1MIN — нижний предел действительной составляющей коэффициента трансформации; позиции 25—32.
7. TK1MAX — верхний предел действительной составляющей коэффициента трансформации; позиции 33—40.
8. SRD — степень регулирования действительной составляющей коэффициента трансформации; позиции 41—48.
9. TK2MIN — нижний предел мнимой составляющей коэффициента трансформации; позиции 49—56.
10. TK2MAX — верхний предел мнимой составляющей коэффициента трансформации; позиции 57—64.
11. SRQ — ступень регулирования мнимой составляющей коэффициента трансформации; позиции 65—72.
12. IMAX — предельный ток контролируемой ветви, А; позиции 73—80.

**Третья перфокарта**

1. NMAC — номер массива — 03; позиции 1, 2.
  2. NPK — номер перфокарты; позиции 3, 4.
  3. NPL — номер параллельной линии; позиции 5, 6.
  4. NGR — номер контролируемой по току или по потоку группы ВЛ, в которую входит данная ветвь позиции 7, 8 (формат 12). Нижеследующие числа записываются в формате F8.0.
  5. NPV, NQV — номера узлов, ограничивающих данную контролируемую ветвь; позиции 9—16 и 17—24.
  6. PLMIN — минимальный допустимый поток активной мощности для данной группы контролируемых ВЛ (МВт); позиции 25—32, (суммарный поток).
  7. PLMAX — максимально допустимый поток активной мощности для данной группы контролируемых ВЛ (МВт); позиции 33—40.
- Примечания.* 1. Если ветвь трансформаторная, то на первом месте указывается узел, к которому отнесено сопротивление трансформатора.  
 2. Если ветвь представляет шунт на землю, то на месте второго узла указывается ноль.  
 3. Для индуктивного шунта индуктивная проводимость пишется со знаком «+», для емкостного — со знаком «—».

4. Емкостная проводимость на землю для линий записывается со знаком «—», а проводимость шунта намагничивания для трансформаторной ветви (мкСм), отнесенная к первому узлу, — со знаком «+».
5. Возможно проведение расчета без задания вторых или третьих п/к. В этом случае для трансформаторов в программе принимаются значения пределов по коэффициентам трансформации, равные их значениям, заданным на первой п/к (TK1) (т. е. трансформаторы без РПН). Все воздушные линии при этом рассматриваются как неконтролируемые.
6. Ветвь не может одновременно контролировать по току и по потоку активной мощности. Поэтому случай наличия трех п/к для ветви не допускается.
7. За положительное направление потока активной мощности в контролируемой ВЛ принимается направление от первого узла.
8. Массив 03 обязательно должен заканчиваться пустой п/к.
9. Пример записи исходной информации для ветви на бланке представлен на рис. П3.

**П6. Информация о статических характеристиках нагрузок (СХН) и о характеристиках удельных потерь на корону — массив 04**

Информация о каждой статической характеристике занимает одну перфокарту и располагается на ней следующим образом.

1. NMAC — номер массива — 04; позиции 1, 2.
2. NPK — номер перфокарты в массиве — 01; позиции 3, 4.
3. NCXH — номер и тип СХН по напряжению; позиции 7, 8; формат 12.
4. Первый тип СХН для напряжения 110 кВ:  
 СХН (N, 1) = A0 = 0,83, поз. 9—16, формат F8.0.  
 СХН (N, 2) = A1 = -0,3, поз. 17—24.  
 СХН (N, 3) = A2 = 0,47, поз. 25—32.  
 СХН (N, 4) = B0 = 3,7, поз. 33—40.  
 СХН (N, 5) = B1 = -7,0, поз. 41—48.  
 СХН (N, 6) = B2 = 4,3, поз. 49—56.

Первый, второй и третий типы СХН для различных номинальных напряжений приведены в табл. П2.

Таблица П2. Типы СХН для различных номинальных напряжений

Код	Обозначения коэффициентов полинома	110 кВ	6,3 кВ	330 кВ	Z=const	Позиции на п/к
СХН (N, 1)	A0	0,83	-0,83	0,75	—	9—16
СХН (N, 2)	A1	-0,3	-0,3	-0,4	—	17—24
СХН (N, 3)	A2	0,47	0,47	0,65	—	25—32
СХН (N, 4)	B0	3,7	4,9	4,8	—	33—40
СХН (N, 5)	B1	-7,0	-10,5	-10,5	—	41—48
СХН (N, 6)	B2	4,3	6,2	6,7	—	49—56
Порядковые номера типов СХН						
		1	2	4	3	

5. Статические характеристики нагрузок задаются полиномом второй степени [3.13]. Коэффициенты полинома записываются в последовательности A0,

A1, A2, B0, B1, B2. Значения  $U_{ном}$ ,  $P_n$ ,  $Q_n$  задаются в массиве 02. Максимальное число типов статических характеристик равно 20 соответственно их номеру с 1-го по 20-й.

6. Статические характеристики нагрузок для напряжений 110 и 6,3 кВ, а также для  $Z = \text{const}$  приняты в качестве типовых с нормами типов 1, 2, 3. Коэффициенты этих СХН задаются в самой программе. Поэтому в массиве 04 следует задавать информацию о тех СХН, которые отличны от типовых, например СХН для напряжения 330 кВ, номер типа 4. Если СХН типовые, то массив 04 в колоде перфокарты задается пустой п/к.

Пример составления информации для СХН приведен на рис. П4.

Информация о каждой характеристике удельных потерь на корону занимает одну перфокарту и располагается на ней следующим образом:

1. NMAC — номер массива — 04, позиции 1, 2.
2. NPK — номер п/к в массиве 01, позиции 3, 4.
3. NKOR — номер типа характеристики удельных потерь на корону  $N$ , позиции 7, 8; формат 12.
4. Коэффициенты характеристики удельных потерь активной мощности на корону для различных условий погоды для воздушных линий 500 кВ приведены в табл. П3.

Таблица П3. Коэффициенты характеристики удельных потерь на корону для ВЛ 500 кВ

Код	Коэффициенты полинома	Значения коэффициентов				Позиции на п/к
		хорошая погода	дождь	снег	изморозь	
KOP (N, 1)	A0	67,25	308	22,0	378	9—16
KOP (N, 2)	A1	-124,4	-470,2	-17,3	-492,3	17—24
KOP (N, 3)	A2	58,32	200,44	-0,26	164,1	25—32
KOP (N, 4)	A3	0	0	0	0	33—40
KOP (N, 5)	A4	0	0	0	0	41—48
		Порядковые номера типов				
		21	22	23	24	

5. Максимальное число типов характеристик удельных потерь на корону — 13, соответственно их номера — 21—33. Характеристики удельных потерь на корону задаются функцией от напряжения в виде полинома [38]. Значение  $U_{ном}$  задается в массиве 02. Пример составления информации для характеристик удельных потерь на корону приведен на рис. П4.

## П7. Формирование колоды перфокарт

Для ввода исходных данных о расчетной модели сети колода составляется из следующих перфокарт и массивов:

- 1+л. Массив 00 — управляющая информация.
- 2+л. Массив 01 — информация о режимных константах. Пустая п/к.
- 3+л. Массив 02 — информация об узлах схемы сети. Пустая п/к.
- 4+л. Массив 03 — информация о ветвях схемы сети. Пустая п/к.
- 5+л. Массив 04 — информация о статических характеристиках нагрузок.
6. /\*
7. )END

1	5	6	7	10	16	20	24	30	32	40	46	50	56	60	64	70	72	80		
а)	В4В1																			
б)	В4В1																			
в)	В4В1																			

Рис. П.4. Информациа о статических характеристиках нагрузки (СХН) и удельных потерях на корону: а — макет перфоратор; б — пример составления информации для учета СХН; в — пример составления информации о потерях на корону для ВЛ 500 кВ; для хорошей погоды; для снега

## П8. Ввод информации и расчет на ЭВМ

Подготовленная для расчета управляющая колода перфокарт и исходные данные для них передаются оператору на расчет. При вводе исходной информации в ЭВМ возможна ее печать при задании признака  $KPR1=1$ . Эта печать требуется для проверки правильности ввода исходных данных для рассматриваемой сети.

В начале расчета в обязательном порядке производится печать массивов 00 и 01 исходной информации, чтобы пользователь мог анализировать проведенный расчет.

Контроль исходных данных при вводе осуществляется в случае, если  $ICONTR=1$ . При этом печатаются все найденные ошибки, некоторые из них исправляются в модели контроля. При обнаружении серьезных ошибок (несоответствии между узлами и ветвями сети) расчет не производится и выдается сообщение о причинах останова.

В процессе расчета по признакам  $KPR2=1$ ,  $KPR3=1$  выдается промежуточная информация, по которой можно судить о сходимости итерационного процесса расчета установившегося режима.

После выдачи результатов расчета работа программы прекращается и выдается сообщение «расчет по программе Б/6-77 закончен».

## П9. Результаты решения

В результате решения определяются установившийся режим электрической сети и оптимальное потокораспределение, обеспечивающее минимальные потери активной мощности при соблюдении условий допустимости режима. При несовместимости заданных условий обеспечивается получение решения с минимально возможными небалансами активных и реактивных мощностей в узлах сети.

Для каждого  $i$ -го узла эквивалентной схемы сети печатаются на АЦПУ потоки активной  $P_{i\alpha}$  и реактивной  $Q_{i\alpha}$  мощностей по ветвям  $i\alpha$  схемы, примыкающим к данному узлу. Кроме того, для этих же ветвей печатаются потери активной  $\Delta P_{i\alpha}$  и реактивной  $\Delta Q_{i\alpha}$  мощностей, ток  $I_{i\alpha}$ , генерация реактивной мощности  $Q_c$ , номер узла  $\alpha$ . Также печатаются активная мощность  $P_{i1}$  и реактивная  $Q_{i1}$  мощность, генерируемая в узле, активное  $P_{i2}$  и реактивное  $Q_{i2}$  потребление узла, модуль  $U_i$  и фазовый угол  $\delta$  напряжения, небалансы активной  $P_{i\text{нб}}$  и реактивной  $Q_{i\text{нб}}$  мощностей узлов.

Для сети в целом печатаются потери активной  $\Delta P_x$  и реактивной  $\Delta Q_x$  мощностей, суммарная генерация реактивной мощности ВЛ, суммарные потоки в шунтах (шунт в  $i$ -м узле рассматривается как ветвь  $i-0$ ).

Для отдельных ступеней напряжения, начиная с 35 кВ, выдаются суммарные потери активной и реактивной мощностей. При этом потери в трансформаторах относятся к его стороне с более высоким напряжением.

Для переменных напряжений (напряжений, начиная с 35 кВ) выдаются суммарные потери активной и реактивной мощностей. При этом потери в трансформаторах относятся к его стороне с более высоким напряжением.

Для независимых переменных печатаются их оптимальные значения и величины производных целевой функции.

## П10. Пример составления исходной информации

В качестве примера приводится электрическая сеть, эквивалентная схеме которой изображена на рис. П5. Эта сеть имеет 5 узлов, 5 ветвей, 2 источника активной и реактивной мощности, 2 трансформатора связи с продольно-поперечным регулированием напряжения и реактор, подключенный к шинам 110 кВ.

Сеть состоит из участков с номинальным напряжением 35 и 110 кВ.

Исходная информация для расчета сети (см рис П5) на ЭВМ по программе Б/6-77 составлена в соответствии с инструкцией и приведена на рис. П6.

Трансформаторные ветви представлены Г-образной схемой замещения и идеальным трансформатором с комплексным коэффициентом трансформации

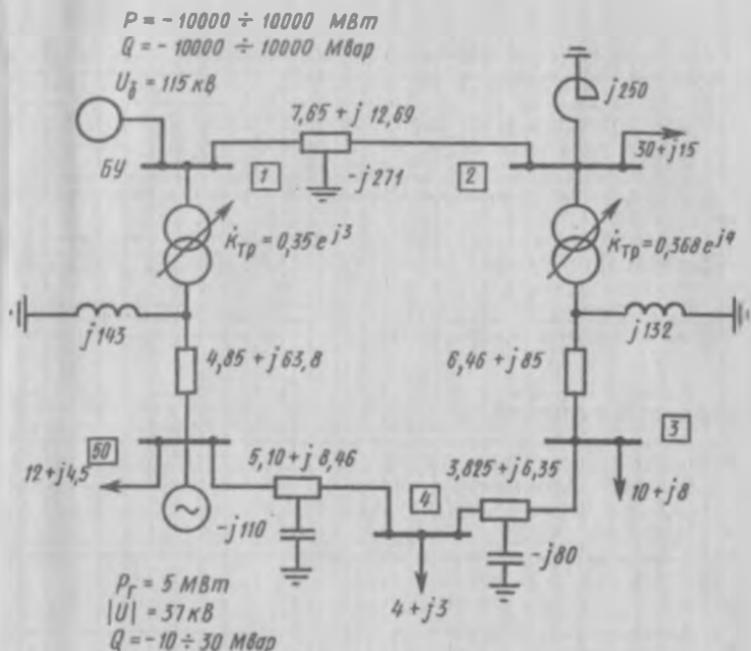


Рис. П.5. Расчетная схема сети

Параметры трансформаторов приведены к номинальному напряжению 110 кВ, реактивная проводимость шунта выражена в микросименсах. Линии представлены условной Т-образной схемой замещения, и общая емкостная проводимость линии выражена в микросименсах. При заполнении ФОРТРАН-бляки для трансформаторных ветвей первым пишется тот номер узла, к напряжению которого приведены параметры трансформатора. Для нагрузки узла «2» даны статические характеристики нагрузки, соответствующие типовым (см. табл. П2). Узел «50» — опорный, узел «1» — балансирующий, узлы «2», «3», «4» — нагрузочные.

Метка	Инструкция																	
	1	5	7	10	16	20	24	30	32	40	48	50	56	60	64	70	72	80
0001									1									
0002					15	195		1	-1	1								
0003								1										
0101				15				7.01										
0201					12	110							115.	-1100.	11000.			
0202					12	110		117					-11					
0201					12	110		150	15				110.					
0202					12	105		110										
0201					13	35		10	0				35.					
0202					13	33	16.5											
0201					14	35		4	3				35.					
0202					14	33	16.5											

Метка	Инструкция																	
	1	5	7	10	16	20	24	30	32	40	48	50	56	60	64	70	72	80
0201					50	35		120	0.5			1.5			37	110		30
0202					50	35		37					17					
0301					17		27.65		12.69	-271.								
0301					12		30.06		15.	132.		0.360	4.					
0302					12		30.32		0.01	0.0		0.120	0.03					
0301					13		0.025		6.305	-00.								
0301					14		505.1		0.06	-110.1								
0301					17		500.05		63.0	143.		0.35	5.					
0302					17		500.32		0.01	0.0		0.016						
0301					18		0		150									

Рис. П.6. Пример составления исходной информации для сети рис. П.5

В настоящее время в связи с интенсификацией производства, увеличением использования энергии в сельском хозяйстве и применения различных электробытовых приборов необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики. В последнее время происходит рост единичных мощностей генераторов и суммарных мощностей электростанций, увеличиваются напряжение и протяженность линий электропередач, усложняется энергетическое оборудование. Все это выдвигает новые требования к экономичности и надежности работы элементов энергосистемы. Подобные задачи, в основном, решаются на стадии проектирования электроэнергетических объектов. Таким образом, будущему специалисту-энергетику необходимо получить навыки проектирования, для чего и предназначено данное учебное пособие. В нем выделены характерные критерии оптимизации параметров энергетических объектов и их схем, показана последовательность действий при выполнении отдельных этапов проектирования, а также связи между ними.

Навыки, полученные при курсовом и дипломном проектировании, будут полезны не только молодым специалистам, работающим в проектных организациях, но и инженерам, занимающимся эксплуатацией энергосистем. В данном пособии показано, как при проектировании учитывать не только нормальные режимы, но и аварийные, при которых необходима оценка возможности эксплуатации проектируемых элементов в предельных (по нагрузке, уровню напряжения и другим параметрам) режимах. Многочисленные примеры расчетов, приведенные в пособии, позволят студенту реально оценить объем и последовательность проектных работ, возможность применения ЭВМ при их выполнении.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Введение. Требования к курсовым и дипломным проектам . . . . .	7
§ В.1. Задание . . . . .	7
§ В.2. Содержание и оформление . . . . .	10
§ В.3. Порядок выполнения . . . . .	23
§ В.4. Защита . . . . .	24
Список литературы . . . . .	26
Глава 1. Общие вопросы . . . . .	27
§ 1.1. Определение расчетных нагрузок промышленных предприятий и сельских районов . . . . .	27
§ 1.2. Определение расчетных нагрузок городской сети . . . . .	33
§ 1.3. Сопротивления и проводимости линий, трансформаторов и автотрансформаторов . . . . .	38
Сопротивления и проводимости линии . . . . .	41
Сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов . . . . .	45
Эквивалентное сопротивление элементов системы . . . . .	49
Замена проводимостей нагрузками . . . . .	49
§ 1.4. Краткие сведения о схемах электрических сетей и подстанций . . . . .	50
§ 1.5. Расчет токов коротких замыканий . . . . .	55
Определение начального сверхпереходного тока трехфазного короткого замыкания методом эквивалентных ЭДС . . . . .	58
Определение начального сверхпереходного тока короткого замыкания методом наложения . . . . .	63
Определение начального тока несимметричного короткого замыкания . . . . .	66
Определение периодической составляющей тока короткого замыкания методом типовых кривых . . . . .	73
Определение периодической составляющей тока КЗ методом спрямленных характеристик . . . . .	84
Метод расчетных кривых . . . . .	89
§ 1.6. Выбор высоковольтных электрических аппаратов распределительных устройств . . . . .	90
§ 1.7. Экологическое влияние линий электропередачи . . . . .	99
Список литературы . . . . .	104
Глава 2. Техничко-экономические расчеты . . . . .	106
§ 2.1. Техничко-экономическое сравнение вариантов при строительстве в один год и неизменных годовых издержках . . . . .	106
Отчисления от капитальных вложений, руб/год. . . . .	107
Стоимость потерь энергии . . . . .	107
Ущерб . . . . .	111

§ 2.2. Техничко-экономическое сравнение вариантов при строительстве в течение ряда лет и изменяющихся годовых издержках . . . . .	112
§ 2.3. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей . . . . .	115
Общие положения . . . . .	116
Проверка по допустимой потере напряжения при выборе сечения по номограммам экономических интервалов . . . . .	120
Работа предохранителей при выборе сечения кабеля по номограммам экономических интервалов в сетях до 1 кВ . . . . .	123
§ 2.4. Выбор оптимальной мощности трансформаторов (автотрансформаторов) . . . . .	126
Список литературы . . . . .	129
Глава 3. Проектирование электрических систем и сетей . . . . .	129
§ 3.1. Задачи учебного проектирования . . . . .	129
§ 3.2. Курсовое проектирование . . . . .	130
Задание 1. Расчет сложнoзaмкнyтой сети . . . . .	131
Задание 2. Проектирование линии электропередачи . . . . .	142
Задание 3. Проектирование электрической сети . . . . .	150
§ 3.3. Дипломное проектирование . . . . .	156
Дипломное проектирование с научно-исследовательским уклоном . . . . .	158
§ 3.4. Расчеты режимов работы сложных электрических систем с применением ЭВМ . . . . .	161
Список литературы . . . . .	184
Глава 4. Проектирование электроснабжения . . . . .	185
§ 4.1. Задачи учебного проектирования . . . . .	185
§ 4.2. Курсовое проектирование . . . . .	185
§ 4.3. Дипломное проектирование . . . . .	193
§ 4.4. Надежность электроснабжения . . . . .	194
§ 4.5. Компенсация реактивной мощности . . . . .	197
Список литературы . . . . .	204
Глава 5. Проектирование релейной защиты и автоматики энергосистем . . . . .	205
§ 5.1. Задачи учебного проектирования . . . . .	205
§ 5.2. Курсовое проектирование . . . . .	207
§ 5.3. Дипломное проектирование . . . . .	235
Задание 1 . . . . .	235
§ 5.4 Дипломное проектирование с научно-исследовательским уклоном	240
Задание 2 . . . . .	240
Список литературы . . . . .	244
Глава 6. Справочный материал . . . . .	246
§ 6.1. Графические обозначения элементов схем . . . . .	246
§ 6.2. Нагрузки . . . . .	253
§ 6.3. Напряжения . . . . .	264
§ 6.4. Техничко-экономические данные . . . . .	266
§ 6.5 Ущерб . . . . .	270
§ 6.6. Трансформаторы и автотрансформаторы . . . . .	273
§ 6.7. Выбор сечений по нагреву . . . . .	294
§ 6.8. Предохранители . . . . .	308
§ 6.9. Сопротивления и проводимости проводов и кабелей и некоторые сведения по длинным линиям . . . . .	306
§ 6.10. Регулирование напряжения . . . . .	316
§ 6.11. Укрупненные показатели стоимости сетей и оборудования . . . . .	319
Список литературы . . . . .	345
Глава 7. Универсальные номограммы экономических интервалов . . . . .	346
§ 7.1. Постановка задачи выбора оптимальных сечений линий и правила пользования номограммами . . . . .	346

§ 7.2. Постановка задачи выбора оптимальных мощностей трансформаторов (автотрансформаторов) и правила пользования номограммами . . . . .	353
Список литературы . . . . .	363
Приложения. Описание технологического процесса по подготовке исходной информации для программы Б/6-77 . . . . .	364
П1. Исходная информация для расчета установившегося режима . . . . .	364
П2. Управляющая информация — массив 00 . . . . .	364
П3. Программные константы — массив 01 . . . . .	367
П4. Информация об узлах сети — массив 02 . . . . .	367
П5. Информация о ветвях сети — массив 03 . . . . .	368
П6. Информация о статических характеристиках нагрузок (СХН) и о характеристиках удельных потерь на корону — массив 04 . . . . .	371
П7. Формирование колоды перфокарт . . . . .	374
П8. Ввод информации и расчет на ЭВМ . . . . .	376
П9. Результаты решения . . . . .	376
П10. Пример составления исходной информации . . . . .	376
Заключение . . . . .	380

Учебное издание

Блок Вера Михайловна  
Обушев Георгий Карпович  
Паперно Леонид Борисович  
Гусева Светлана Алексеевна  
Герхард Янис Хербертович  
Ванагс Арвид Алфредович

**Пособие к курсовому и дипломному проектированию  
для электроэнергетических специальностей вузов**

Заведующая редакцией *Н. И. Хрусталева*. Редактор *Е. В. Судьенкова*. Мл. редакторы *Г. Г. Бучина, Н. Е. Овчеренко*. Художник *В. М. Боровков*. Художественный редактор *Л. К. Громова*. Технический редактор *Т. Д. Гарина*. Корректор *Р. К. Косимова*.

ИБ № 8261

Изд. № Стд—652. Сдано в набор 29.03.90. Подп. в печать 20.08.90. Формат 60×88<sup>1/16</sup>. Бум. тип. № 2. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Объем 23,52 усл. печ. л. 23,52 усл. кр.-отт. 23,09 уч.-изд. л. Тираж 30 000 экз. Зак. № 252. Цена 1 р. 10 к.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 8  
Государственного комитета СССР по печати, 101898, Москва, Хохловский пер., 7