



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

**Уральский
энергетический
институт**

**С. С. АНАНИЧЕВА
Е. Н. КОТОВА**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебное пособие



Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. С. Ананичева, Е. Н. Котова

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки бакалавриата
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2017

УДК 621.311.1(075.8)

ББК 31.279-02я73

А64

Рецензенты:

кафедра «Электроснабжения промышленных предприятий и сельского хозяйства» Восточно-Сибирского государственного университета технологий и управления (завкафедрой канд. техн. наук, доц. *В. В. Данеев*); канд. техн. наук, ст. науч. сотр. Уральского отделения РАН *П. Е. Мезенцев*

Научный редактор — канд. техн. наук, доц. *С. Н. Шелюг*

Ананичева, С. С.

А64 Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, Е. Н. Котова. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 164 с.

ISBN 978-5-7996-2040-0

В учебном пособии изложены теоретические положения и рекомендации по решению задач проектирования электроэнергетических систем в рамках основных разделов дисциплины «Электрические системы и сети».

Библиогр.: 17 назв. Табл. 45. Рис. 39.

УДК 621.311.1(075.8)

ББК 31.279-02я73

Учебное издание

Ананичева Светлана Семеновна, **Котова** Елена Николаевна

Проектирование электрических сетей

Редактор Т. Е. Мерц
Верстка О. П. Игнатъевой

Подписано в печать 18.04.2017. Формат 70×100/16. Бумага писчая. Печать цифровая.
Гарнитура Newton. Уч.-изд. л. 8,4. Усл. печ. л. 13,2. Тираж 50 экз. Заказ 67

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5. Тел.: 8(343)375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4. Тел.: 8(343) 350-56-64, 350-90-13.
Факс: 8(343) 358-93-06. E-mail: press-urfu@mail.ru

ISBN 978-5-7996-2040-0

© Уральский федеральный
университет, 2017



1. Задачи прогнозирования и проектирования электрических систем

Основной задачей электроэнергетики является надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергии как на существующем временном этапе, так и в перспективе. Определение перспективных потребностей в максимальной мощности и электроэнергии является задачей прогнозирования развития электроэнергетики как отрасли народного хозяйства с целью удовлетворения указанных потребностей.

Прогнозирование величин электропотребления, а именно электрических нагрузок и энергобалансов, в задачах развития следует выполнять для широкого диапазона сроков (от года — двух до 20–30 лет) и различных территориальных подразделений (от объединенных энергосистем до конкретных узлов сети и отдельных потребителей). Прогнозирование нагрузки может быть выполнено различными методами, но независимо от использованного метода в результате определяются потребности в максимальной мощности и электроэнергии в виде некоторого диапазона возможных значений, то есть с частичной неопределенностью. Причем чем больше срок прогнозирования, тем шире интервал неопределенности прогноза электрических нагрузок и электропотребления [1].

Решение проблемы прогнозирования и проектирования оптимального развития электроэнергетической системы относится к классу многокритериальных динамических задач. Вся совокупность критериев проектирования не может быть записана в аналитическом виде и зачастую является противоречивой. Техничко-экономические характеристики элементов электрических систем, как правило, дискретны — это стандартные сечения линий электропередачи, номинальные мощности трансформаторов и так далее, а прогнозы потребностей в макси-

мальной мощности и электроэнергии носят, как отмечено выше, вероятностный и частично неопределенный характер.

В этих условиях решить задачу прогнозирования и проектирования оптимального развития электроэнергетической системы как обособленную практически невозможно, и поэтому проблема разбивается на ряд иерархически взаимосвязанных задач на основе системного подхода. При этом выделяется задача проектирования оптимального развития электрической сети, которая, в свою очередь, заменяется выбором наиболее рационального решения из совокупности вариантов. Выбор наиболее рационального варианта выполняется по результатам анализа их *сравнительной эффективности*.

При анализе сравнительной эффективности вариантов возникают задачи разработки вариантов развития электрических сетей и их технико-экономического обоснования. Варианты, определяющие развитие энергосистем, должны обеспечивать при наименьших экономических затратах снабжение потребителей электрической и тепловой энергией с учетом выполнения ограничений по всей совокупности критериев проектирования.

Следует отметить, что в зависимости от вида проектируемых сетей ранжировка критериев по степени их важности меняется [1–3]. Так, при разработке вариантов развития основных системообразующих сетей на первое место выходят соблюдение технических условий, обеспечивающих надежность и живучесть электроэнергетических систем, и сохранение устойчивой работы систем в нормальных и послеаварийных режимах. При проектировании распределительных электрических сетей в первую очередь должны соблюдаться условия надежного и качественного электроснабжения потребителей.

Проектирование энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает следующие основные уровни [2].

1. Разработка схемы развития единой энергосистемы (ЕЭС) и объединенных энергосистем (ОЭС). В составе указанных работ выполняется обоснование развития основной электрической сети, выбор конфигурации, основных параметров и очередности сооружения основной сети напряжением 500 кВ и выше (ЕЭС) и 220 кВ и выше (ОЭС). На уровне ЕЭС обосновывается развитие системообразующих связей, представляющих собой возможные связи с энергосистемами других государств, связи между отдельными



ОЭС, а также важные магистрали внутри ОЭС, нагрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом. На уровне проектирования сетей ОЭС осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС:

- сетей для выдачи мощности крупных электростанций;
 - межсистемных связей между районными энергосистемами;
 - наиболее важных внутренних связей районных энергосистем, нагрузка которых определяется режимами работы ОЭС.
2. Разработка схем развития районных энергосистем (РЭС). Задачами проектирования являются разработка и обоснование развития РЭС, определение очередности строительства сетей 110 кВ и выше с учетом перспективы.
 3. Разработка схем развития распределительных сетей 110 кВ и выше для сетей энергосистемы в целом или для крупных энергосистем по отдельным сетевым районам (как правило, в границах отдельной области). Схемы развития распределительных сетей 110 кВ и выше разрабатываются на основе решений, принятых по схемам развития ОЭС и РЭС.
 4. Разработка схем внешнего энергоснабжения объектов: электрифицируемых участков железных дорог, нефте- и газопроводов, промышленных узлов, отдельных предприятий и др. Проектирование ведется в соответствии с намеченными сроками строительства, расширением или реконструкцией объекта по заданию заказчиков работ (акционерных обществ, проектных институтов отдельных отраслей, юридических и физических лиц и др.).

Такая организация проектирования обеспечивает возможность корректировки ранее намеченных планов развития электрических сетей (в нереализованной части) на основе уточненной исходной информации. В процессе проектирования осуществляются взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

В результате выполнения указанных работ формируются обосновывающие материалы для определения экономической эффективности и целесообразности проектирования, строительства, расширения или реконструкции электросетевых объектов большой стоимости. После утверждения обосновывающих материалов начинается конкретное проектирование электросетевых объектов.

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы для каждого объекта «Схема развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, промышленного узла и др.) или в виде единого проекта.

При различном составе и объеме задач, решаемых на отдельных уровнях проектирования электрических сетей, указанные работы включают следующие примерно одинаковые этапы [4, 5]:

- анализ существующей сети энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления «узких» мест;
- определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых подстанций и линий электропередачи;
- выбор расчетных режимов работы электростанций, если к рассматриваемой сети присоединены электростанции, и определение загрузки проектируемой электрической сети;
- электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схем построения сети на рассматриваемые расчетные уровни; проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются при проектировании электрических сетей объединенных или мощных отдельных энергосистем), выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;
- составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типов и мощности;
- расчеты токов короткого замыкания в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов короткого замыкания;
- выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (как правило, производится для сетей 35 кВ и ниже);
- сводные данные по намеченному объему развития электрической сети, натуральные и стоимостные показатели, очередность развития.



2. Критерии проектирования электрических систем

.....

Задачи прогнозирования и планирования развития электроэнергетических систем, в том числе задача проектирования развития электрических сетей, относятся к классу многокритериальных задач.

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, возможность дальнейшего развития сети и подключения новых потребителей, удобство и безопасность эксплуатации [2]. При разработке схем развития электрических сетей должны быть учтены экологические и социальные факторы. Требования по удовлетворению различных критериев обычно противоречивы. Так, повышение живучести и надежности схем электроснабжения потребителей обычно связано с увеличением капитальных вложений и эксплуатационных издержек в сети.

В связи с указанными обстоятельствами в проектной практике все критерии, за исключением экономического, учитываются в форме ограничений и поэтому задача проектирования развития электрических сетей сводится к принятию решения по одному экономическому критерию [3–6].

Задача выбора оптимальной конфигурации электрической сети даже по одному экономическому критерию практически не может быть решена в связи с неудобными для оптимизации свойствами экономического функционала (динамический характер, наличие множества экстремумов, нелинейность, дискретность). Кроме того, как уже упоминалось, необходимо учитывать ограничения в форме равенств и неравенств по другим критериям проектирования. В этих условиях задача оптимизации конфигурации электрической сети по экономическому критерию заменяется решением задачи сравнения по технико-

экономической эффективности некоторой совокупности вариантов. При разработке вариантов развития в первую очередь рассматриваются конфигурации типовых схем [4–6], включающие разомкнутые радиальные и разветвленные схемы, схемы с двусторонним питанием и кольцевые, сложнзамкнутые схемы. В технико-экономическом сравнении вариантов развития сети участвуют только такие варианты схем сетей, в которых потребители обеспечиваются электроэнергией требуемого качества при заданной степени надежности, то есть допустимые по техническим требованиям варианты.

2.1. Технико-экономические показатели развития электроэнергетических систем

.....

В состав экономического критерия любого вида входят технико-экономические показатели развития электроэнергетических систем [4–7].

Важнейший технико-экономический показатель — это *капитальные вложения* (K), то есть расходы, необходимые для сооружения сетей, станций, энергетических объектов. Для электрической сети можно принимать

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пст}}, \quad (2.1)$$

где $K_{\text{л}}$ — капитальные вложения на сооружение линий, $K_{\text{пст}}$ — капитальные вложения на сооружение подстанций.

Капитальные вложения при сооружении линий $K_{\text{л}}$ состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение и транспортировку опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, монтажные и другие работы. Расчет капиталовложений в линии производится следующим образом:

$$K_{\text{л}} = \sum_i c_i \cdot l_i \cdot n_i, \quad (2.2)$$

где c_i — удельная стоимость сооружения линии с номером i , руб./км; l_i — длина линии, км; n_i — число параллельных цепей на проектируемом участке с номером i .

Капитальные вложения при сооружении подстанций ($K_{\text{пст}}$) состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформато-

ров, выключателей и прочего электротехнического оборудования, затрат на строительные и монтажные работы и так далее. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов или по специально составленным сметам. При сопоставлении вариантов развития электрической сети обычно учитывается только наиболее капиталоемкое оборудование — силовые трансформаторы и высоковольтные выключатели. В таком случае расчет капиталовложений в подстанции можно выполнять следующим образом:

$$K_{\text{ПСТ}} = \sum_j (c_{\text{тр.}j} \cdot n_{\text{тр.}j} + c_{\text{вв.}j} \cdot n_{\text{вв.}j}), \quad (2.3)$$

где $c_{\text{тр.}j}$ — стоимость трансформатора, устанавливаемого на подстанции с номером j , руб.; $n_{\text{тр.}j}$ — количество трансформаторов на данной подстанции; $c_{\text{вв.}j}$ — стоимость ячейки с выключателем распределительного устройства (РУ) на подстанции с номером j , руб.; $n_{\text{вв.}j}$ — количество ячеек с высоковольтными выключателями на данной подстанции.

Вторым важным технико-экономическим показателем являются *годовые эксплуатационные расходы* или издержки, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение некоторого периода времени (одного года):

$$И = И_{\text{Л}} + И_{\text{ПСТ}} + И_{\Delta\text{Э}}, \quad (2.4)$$

где $И_{\text{Л}}$, $И_{\text{ПСТ}}$ — эксплуатационные расходы для линий и подстанций, $И_{\Delta\text{Э}}$ — издержки на возмещение потерь электроэнергии, руб.

Годовые эксплуатационные расходы на линии $И_{\text{Л}}$ зависят от капитальных вложений в сооружение линий $K_{\text{Л}}$ и в соответствии с нормами ежегодных отчислений на амортизацию линий $\alpha_{\text{ам.Л}}$, на текущий ремонт $\alpha_{\text{р.Л}}$ и обслуживание линий $\alpha_{\text{об.Л}}$, вычисляются как

$$И_{\text{Л}} = K_{\text{Л}} \cdot (\alpha_{\text{ам.Л}} + \alpha_{\text{р.Л}} + \alpha_{\text{об.Л}}) = K_{\text{Л}} \cdot \alpha_{\text{Л}}. \quad (2.5)$$

Годовые эксплуатационные расходы на подстанции $И_{\text{ПСТ}}$ определяются в зависимости от капитальных вложений в сооружение подстанций $K_{\text{ПСТ}}$ и ежегодных отчислений на амортизацию $\alpha_{\text{ам.ПСТ}}$, текущий ремонт $\alpha_{\text{р.ПСТ}}$ и обслуживание подстанций $\alpha_{\text{об.ПСТ}}$.

$$I_{\text{пст}} = K_{\text{пст}} \cdot (\alpha_{\text{ам.пст}} + \alpha_{\text{р.пст}} + \alpha_{\text{об.пст}}) = K_{\text{пст}} \cdot \alpha_{\text{пст}}. \quad (2.6)$$

Отчисления на амортизацию как линий, так и подстанций включают издержки на капитальные ремонты и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования.

Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Во время текущего ремонта меняют изоляторы, окрашивают опоры и кожухи оборудования подстанций, исправляют небольшие повреждения. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Отчисления на обслуживание расходуются непосредственно на зарплату эксплуатационного персонала, транспортные средства, содержание социальных объектов и так далее.

Значения коэффициентов $\alpha_{\text{л}}$, $\alpha_{\text{пст}}$ приводятся обычно в относительных единицах в справочной литературе [4–6].

Стоимость потерь электроэнергии определяется по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W, \quad (2.7)$$

где ΔW — годовые потери электроэнергии в электрической сети, МВт·ч; β — удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях, руб./МВт·ч. В настоящее время величина стоимости единицы потерь электроэнергии не нормируется и определяется Энергетической комиссией региона.

Годовые потери электроэнергии складываются из переменных $\Delta W_{\text{пер}}$ и постоянных $\Delta W_{\text{пост}}$ потерь электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{пер}} + \Delta W_{\text{пост}}. \quad (2.8)$$

Вторая составляющая годовых потерь электроэнергии, $\Delta W_{\text{пост}}$, почти не зависит от передаваемой через элемент мощности, и поэтому данные потери называются условно-постоянными. К условно-постоянным потерям относят потери в стали (потери холостого хода) трансформаторного оборудования, потери на коронный разряд в воздушных линиях, диэлектрические потери в кабелях и конденсаторах и т. п.

Величина $\Delta W_{\text{пер}}$ и соответствующая ей величина потерь мощности $\Delta P_{\text{пер},\Sigma}$ зависят от протекающего в продольной ветви тока (от передаваемой через элемент мощности), и поэтому данные потери называются нагрузочными (или условно-переменными), поскольку меняются при изменении потребляемой мощности. К таким потерям относятся потери на нагрев проводов воздушных линий и жил кабелей, потери в обмотках трансформаторов, синхронных компенсаторов и т. п. Переменные потери электроэнергии за год $\Delta W_{\text{пер}}$ можно определить на основе суммарных потерь мощности в режиме максимальных нагрузок и годового числа часов максимальных потерь τ .

Суммарные потери мощности в режиме максимальных нагрузок вычисляются с учетом потерь активной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{max}} = \Delta P_{\text{пер},\Sigma} = \Delta P_{\text{л},\Sigma} + \Delta P_{\text{тр},\Sigma}. \quad (2.9)$$

Суммарные потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок в линиях электропередачи вычисляются по выражению

$$\Delta P_{\text{л},\Sigma} = \sum_i 3 \cdot I_{\text{л},i}^2 \cdot R_{\text{л},i}, \quad (2.10)$$

где $I_{\text{л},i}$ — ток по линии i в режиме максимальных нагрузок, кА; $R_{\text{л},i}$ — активное сопротивление линии, Ом.

Суммарные потери мощности в режиме максимальных нагрузок в трансформаторах вычисляются как

$$\Delta P_{\text{тр},\Sigma} = \sum_j 3 \cdot I_{\text{тр},j}^2 \cdot R_{\text{тр},j}, \quad (2.11)$$

где $I_{\text{тр},j}$ — ток через трансформатор j в режиме максимальных нагрузок, кА; $R_{\text{тр},j}$ — сопротивление трансформатора j , Ом.

Годовые условно-переменные потери электроэнергии сети могут быть рассчитаны как

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{пер},\Sigma} \cdot \tau. \quad (2.12)$$

Здесь τ — годовое число часов максимальных потерь, которое приближенно для сети определяется на основании заданного T_{max} — числа часов максимальной мощности сети.

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (2.13)$$

Нагрузочные (переменные) потери электроэнергии определяются с использованием числа часов максимальных потерь в том случае, когда годовой график нагрузки по продолжительности неизвестен, а задано лишь T_{\max} . Если указанный график известен, то годовые потери электроэнергии следует вычислять как сумму потерь электроэнергии, определенных при различных значениях нагрузки потребителей.

При определении годовых потерь электроэнергии обычно принимается допущение о неизменности в течение года коэффициента мощности нагрузок сети, величина которого принимается равной его значению в режиме максимальных нагрузок. Это вносит некоторую погрешность в определение потерь электроэнергии. Вместе с тем в большинстве случаев величина средневзвешенного за год коэффициента мощности отличается от его значения в режиме максимальных нагрузок не более чем на 5%. Поэтому использование в расчетах значений τ , определенных по (2.13), приводит к допустимой при решении проектных задач величине погрешности.

Вторая составляющая суммарных годовых потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{пост}}$, почти не зависит от передаваемой по сети мощности и приближенно определяется через соответствующие потери активной мощности в активных проводимостях поперечных ветвей схемы замещения сети и число часов работы элемента в течение года T .

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{пост},\Sigma} \cdot T, \quad (2.14)$$

$$\Delta P_{\text{пост},\Sigma} = \sum_i \Delta P_{\text{ш},i}. \quad (2.15)$$

Здесь $\Delta P_{\text{ш},i}$ — условно-постоянные потери активной мощности в шунте i , МВт.

Строго говоря, величина $\Delta P_{\text{ш},i}$, $i = 1, 2, \dots$ не остается постоянной в течение года, поскольку ток в активной проводимости меняется вместе с изменением напряжения в соответствующем узле схемы замещения ($\Delta P_{\text{ш},i} = G_{\text{ш},i} \cdot U_i^2$). Использование термина «условно-постоянные потери» определяется тем фактом, что если изменениями напряжений в узлах пренебречь, то можно считать потери активной мощности в шунтах постоянными величинами и вычислять их по номинальным напряжениям элементов и активным проводимостям ($G_{\text{ш},i}$, См) либо можно использовать приводимые в справочной литературе значения в форме констант.



Значение T для воздушных и кабельных линий, а также для трансформаторного оборудования в проектных расчетах обычно принимается равным числу часов в году, $T = 8760$ часов, а для компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы, комплектные конденсаторные установки, шунтирующие реакторы) — в зависимости от графика их работы.

Суммарные технические потери электроэнергии в элементах электрических сетей ΔW достигают значительных величин, составляя для различных энергосистем от 5 до 15 % [5] поступающей в сеть электроэнергии в зависимости от плотности графиков нагрузки, конфигурации сети, количества ступеней трансформации и других факторов.

2.2. Критерии экономической эффективности развития электрической системы

.....

В качестве экономического критерия в задачах проектирования развития электрической сети, то есть при анализе сравнительной эффективности вариантов развития электроэнергетических систем, обычно используется функция приведенных затрат. Тот вариант развития электроэнергетической сети, которому соответствует минимальное значение приведенных затрат, обычно реализуется. В зависимости от принятых условий проектирования функция приведенных затрат может быть представлена в статической или динамической формах. Для выбора наиболее рационального варианта развития сети выполняется технико-экономическое сравнение допустимых по техническим требованиям вариантов. В настоящее время различными авторами предлагается использовать и другие виды экономического критерия, например дисконтированные или интегральные затраты [1, 4–7, 10–11].

При сравнении двух вариантов развития электрической сети необходимо определить для каждого варианта его технико-экономические показатели — капитальные вложения K_1 и K_2 , издержки I_1 и I_2 , а затем сравнить их между собой. Если $K_1 > K_2$ и $I_1 > I_2$, то наиболее экономически выгодным будет второй вариант развития сети. Однако чаще встречается более сложный для сравнения вариантов случай, ког-

да $K_1 > K_2$, а $I_1 < I_2$ или наоборот. В таких случаях сравнение вариантов развития сети выполняется по величине затрат.

В настоящее время отсутствует жесткая методика определения вида экономического критерия, существуют несколько методических подходов по его формированию, которые, по сути, опираются на одни и те же условия надежного и качественного обеспечения электроэнергией потребителей, а также на технико-экономические характеристики энергетических объектов. Далее рассматриваются некоторые методики формирования экономического критерия проектирования. Сопоставление вариантов во всех методиках производится по результатам расчетов *сравнительной экономической эффективности*.

Во всех методиках используются понятия *продолжительности расчетного периода* и *нормативов приведения или дисконтирования разновременных капиталовложений и издержек*. Существенное влияние на приведенные, дисконтированные и интегральные технико-экономические характеристики оказывают величина продолжительности расчетного периода T , нормативы дисконтирования E_d или приведения E_n . В настоящее время все эти параметры в нормативных документах не зафиксированы. Ставка дисконтирования обычно определяется с учетом среднего уровня годового банковского процента по депозитным вкладам в твердой валюте, оценки риска вложения средств в проект, а также субъективных оценок «цены» капитала инвесторами.

В качестве продолжительности расчетного периода T в ряде случаев используется срок полезной службы объекта (физический срок службы). Для объектов электрической сети (линий электропередачи, трансформаторных подстанций) сроки службы существенно различаются, поэтому при таком подходе затруднительно обосновать значение общего для этих объектов расчетного периода. Вместе с тем в ряде стран расчетный период принимается намного меньше срока полезной службы объекта (5–15 лет). Для электрических сетей с номинальным напряжением от 110 до 220 кВ рекомендуется принимать значение T равным 5–10 лет, что соответствует практике их перспективного проектирования.

Сопоставление вариантов развития сети должно происходить при условии, что все сопоставляемые варианты сети обладают одинаково-

вым энергетическим эффектом, то есть во всех вариантах обеспечивается одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям, соответствующий требованиям потребителей, уровням мощностей на грузовых подстанциях и динамике их роста во времени.

При определении значений технико-экономических характеристик конкурирующих вариантов для более яркого выявления степени их эффективности желательно исключить из сопоставления одинаковые объекты, повторяющиеся во всех вариантах сети.

Практическое использование экономических критериев в любой форме в динамическом или статическом виде правомерно лишь в том случае, когда сравниваемые варианты сети обеспечивают бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией. Если же в каком-либо варианте схемные решения не гарантируют отсутствия перерывов электроснабжения (например, при питании подстанций по схеме без резервирования), то в составе суммарных затрат по данному варианту должен быть учтен суммарный вероятный среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям $У$.

При сопоставлении отдельных объектов или небольших сетевых узлов *равно-экономичными* считаются варианты, значения суммарных затрат для которых отличаются не более чем на 5%. Выбор варианта из числа равноэкономичных производится с учетом ряда дополнительных характеристик, которые обычно не имеют строгих экономических эквивалентов. К ним относятся простота, надежность и оперативная гибкость схемы, возможность ее дальнейшего развития (расширения) при росте нагрузок, удобство эксплуатации, расход цветного металла на провода и количество потребного электрооборудования, а также показатели работы сети за пределами расчетного периода.

Рассмотрим статическую и динамическую формы функции приведенных затрат, выбор которых зависит от принятых условий проектирования.

Динамические приведенные затраты используются в качестве экономического критерия выбора варианта развития электрической сети при постановке задачи проектирования в динамической форме [1, 4–6].

Для электрических сетей, сооружаемых в несколько этапов, необходимо выполнить приведение всех затрат, рассчитанных для различных этапов, к какому-либо одному моменту развития сети. В качестве такого момента удобно выбирать год начала строительства, который можно назвать *нулевым годом*.

Если некоторые затраты Z_t произведены через t лет от начала строительства, то приведенные к году начала строительства эти затраты Z' составляют:

$$Z' = Z_t \cdot (1 + E_{\text{НП}})^t, \quad (2.16)$$

где $E_{\text{НП}}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Величина приведенных динамических затрат составляет (приведение к первому году строительства) по формуле Д. С. Щавелева

$$Z = \sum_{\tau=1}^T (E_{\text{Н}} \cdot K_{\tau} + \Delta I_{\tau}) \cdot (1 + E_{\text{НП}})^{(t_0 - t_{\tau})}, \quad (2.17)$$

где τ — номер этапа; t_{τ} — год окончания этапа; t_0 — год начала рассматриваемого периода (начало строительства); T — расчетный период сооружения сети; K_{τ} — капитальные вложения на этапе τ ; $E_{\text{Н}}$ — нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений; $\Delta I_{\tau} = (I_{\tau} - I_{\tau-1})$ — изменение эксплуатационных издержек этапа года τ по сравнению с этапом $(\tau - 1)$.

При использовании выражения (2.17) необходимо учитывать следующее:

- строительство электрической сети продолжается в течение нескольких лет и капитальные вложения в строительство по годам различны;
- расчетный период сооружения сети равен T , за его пределами капитальные вложения не производятся;
- ежегодные эксплуатационные расходы в период сооружения сети неодинаковы для разных лет;
- ежегодные эксплуатационные расходы за пределами периода сооружения сети являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети.

Динамические приведенные затраты и их составляющие графически показаны на рис. 2.1.

Таким образом, при динамической постановке задачи проектирования электрической сети выбор одного варианта из совокупности допустимых вариантов по экономическому критерию сводится к поиску варианта с минимальными динамическими затратами

$$Z^{\min} = \min \sum_{t=1}^T (E_{\text{Н}} \cdot K_t + \Delta I_t) \cdot (1 + E_{\text{НП}})^{-(t-1)}. \quad (2.18)$$

В выражении (2.18) предполагается, что продолжительность каждого этапа $\tau = t = 1$ год.

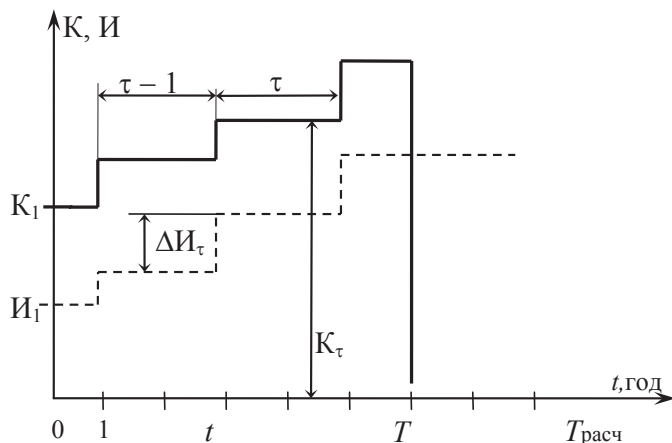


Рис. 2.1. Составляющие динамических приведенных затрат

Статические приведенные затраты являются экономическим критерием развития электрической сети, если предполагается, что капитальные вложения в электрическую сеть вкладываются в первый год одновременно, после чего дополнительные капиталовложения не вносятся, а система выходит на стационарный режим с неизменными ежегодными показателями [1, 4–6].

Использование статических приведенных затрат основано на следующих положениях:

- длительность строительства составляет не более длительности одного этапа и капитальные вложения используются сразу (единовременно);
- ежегодные эксплуатационные расходы являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети.

При статической постановке задачи проектирования развития электрической сети выбор одного варианта из совокупности допустимых вариантов по экономическому критерию сводится к поиску варианта с минимальными статическими затратами. Приведенные затраты при этом определяются аналогично (2.18), но преобразуются к виду:

$$Z^{\min} = \min \left[(E_H \cdot K + И) \cdot (1 + E_{\text{НП}})^{-(1-1)} \right] = \min \left[(E_H \cdot K + И) \right]. \quad (2.19)$$

Тогда статические приведенные затраты можно определить по следующему выражению:

$$З = E_H \cdot K + И, \quad (2.20)$$

где K — единовременные капитальные вложения на сооружение сети; $И$ — ежегодные эксплуатационные расходы; E_H — коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

Графическая иллюстрация составляющих статических затрат приведена на рис. 2.2.

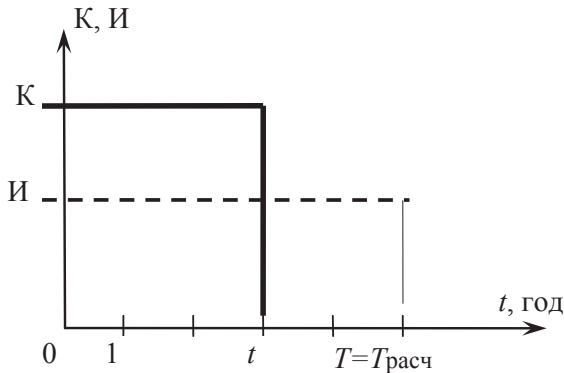


Рис. 2.2. Составляющие статических приведенных затрат

Метод динамических дисконтированных затрат. Формула дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию какого-либо объекта в течение расчетного периода T имеет вид [3,11]:

$$З_д = \sum_{t=1}^T (K_t + И_t - K_{лс}) \cdot (1 + E_д)^{-t}, \quad (2.21)$$

где K_t — соответственно капиталовложения на сооружение объекта, $И_t$ — суммарные годовые издержки эксплуатации объекта в год t ; $K_{лс}$ — ликвидационная или остаточная стоимость объекта на момент окончания расчетного периода $t = T$; $E_д$ — норматив дисконтирования (приведения разновременных затрат).

Суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию электросетевого объекта $И_t$ складываются из отчислений на ремонт и обслуживание $И_{р.об.t}$, без учета отчислений на реновацию, и издержек на возмещение потерь электроэнергии $И_{\Delta W.t}$.

$$I_t = I_{p.ob.t} + I_{\Delta W.t}, \quad (2.22)$$

$$I_{p.ob.t} = (\alpha - \alpha_{рен}) \cdot K_{\Sigma D}, \quad (2.23)$$

где $K_{\Sigma D}$ — суммарная дисконтированная стоимость сооружения объекта на момент начала его эксплуатации, то есть за период строительства $t = T_c$; α — коэффициент общей нормы отчислений на ремонт и обслуживание объекта; $\alpha_{рен}$ — коэффициент отчислений на реновацию.

Ликвидационная стоимость $K_{ЛС}$ определяется через коэффициент отчислений на реновацию $\alpha_{рен}$ и время эксплуатации объекта до окончания расчетного периода $T_9 = T - T_c$,

$$K_{ЛС} = K_{\Sigma D} \cdot (1 - \alpha_{рен} \cdot T_9). \quad (2.24)$$

В соответствии с (2.21–2.24) суммарные дисконтированные затраты Z_D могут быть представлены в виде суммы четырех составляющих: затрат на сооружение объекта Z_c ; затрат на обслуживание $Z_{об}$; ликвидационных затрат $Z_{л}$; затрат на возмещение потерь электроэнергии $Z_{\Delta W}$.

$$Z_D = Z_c + Z_{об} - Z_{л} + Z_{\Delta W}, \quad (2.25)$$

$$Z_c = \sum_{t=1}^{T_c} K_t \cdot (1 + E_D)^{-1} = K_{\Sigma D}, \quad (2.26)$$

$$Z_{об} = \sum_{t=T_c+1}^T (\alpha - \alpha_{рен}) \cdot K_{\Sigma D} \cdot (1 + E_D)^{-t}, \quad (2.27)$$

$$Z_{л} = (1 - \alpha_{рен} \cdot T_9) \cdot K_{\Sigma D} \cdot (1 + E_D)^{-T}, \quad (2.28)$$

$$Z_{\Delta W} = \sum_{t=T_c+1}^T I_{\Delta W.t} \cdot (1 + E_D)^{-t}. \quad (2.29)$$

В правой части (2.25) первые три составляющие дисконтированных затрат определяются стоимостью сооружения объекта, то есть суммарной дисконтированной величиной капиталовложений. Поэтому их целесообразно объединить в общий параметр, присвоив ему условное название «капитальные затраты»

$$Z_k = Z_c + Z_{об} - Z_{л}. \quad (2.30)$$

Тогда

$$Z_D = Z_k + Z_{\Delta W}. \quad (2.31)$$

При подстановке в правую часть выражения (2.30) выражений (2.26–2.28) можно получить, что капитальные затраты определяются как

$$Z_k = D_{\text{экв}} \cdot K_{\Sigma D}, \quad (2.32)$$

где эквивалентный дисконтирующий множитель $D_{\text{экв}}$ вычисляется по выражению

$$D_{\text{экв}} = 1 + (\alpha - \alpha_{\text{рен}}) \cdot D_{\text{расч.экс}} - (1 - \alpha_{\text{рен}} \cdot T_{\text{э}}) \cdot (1 + E_D)^{-T}, \quad (2.33)$$

где $D_{\text{расч.экс}}$ — расчетный дисконтирующий множитель по сроку эксплуатации до окончания расчетного периода,

$$D_{\text{расч.экс}} = \sum_{t=T_c+1}^T (1 + E_D)^{-t}. \quad (2.34)$$

После подстановки (2.32) в (2.31) получается окончательное выражение для дисконтированных затрат

$$Z_D = D_{\text{экв}} \cdot K_{\Sigma D} + Z_{\Delta W}. \quad (2.35)$$

Эта формула аналогична уже известной формуле приведенных затрат, например (2.20), с той разницей, что вместо суммы нормативного коэффициента эффективности капиталовложений и общей нормы амортизационных отчислений в первом слагаемом фигурирует эквивалентный дисконтирующий множитель.

Таким образом, применяя при проектировании метод динамических дисконтированных затрат, при выборе наилучшего варианта из некоторой совокупности альтернативных вариантов следует использовать критерий минимума суммарных дисконтированных затрат, а именно:

$$Z_D^{\min} = \min(Z_D) = \min(D_{\text{экв}} \cdot K_{\Sigma D} + Z_{\Delta W}), \quad (2.36)$$

который формулируется следующим образом: оптимальному варианту электрической сети соответствует наименьшее значение суммарных дисконтированных затрат на ее сооружение и эксплуатацию в течение заданного расчетного периода.

Интегральные приведенные затраты. Поиски иных методов оценки эффективности вариантов развития производственных систем и их объектов привели к созданию методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов как решения задачи абсолютной эффективности капиталовложений [6, 7]. Разработанные методические подходы предусматривают расчет дисконтированного финансового потока за расчетный срок реализации проекта T с определением чистого дисконтированного дохода как интегрального эф-

фекта за этот срок. Однако использование критерия максимизации чистого дисконтированного дохода при сопоставлении конкурирующих вариантов развития требует знания величины дохода от реализации продукции, что всегда сопряжено с увеличением степени неопределенности исходной информации и, следовательно, чревато риском ошибочных решений. В условиях, когда сопоставляемые варианты различаются своим производственным эффектом, другого выхода практически нет. В то же время имеется широкий класс задач сопоставления вариантов развития, характеризующихся условием тождества эффекта. Для таких задач целесообразнее сконструировать критерий сравнительной экономической эффективности, свободный от недостатков старой методики годовых приведенных затрат [1, 11].

Сформулированную задачу можно решить, формируя критерий минимума дисконтированных интегральных приведенных затрат за расчетный срок развития. Интегральные приведенные затраты за весь расчетный срок T можно определить прямым счетом всех капиталовложений K_t ($t = 1, 2, \dots, T$) и ежегодных издержек I_t , связанных с реализацией проекта, дисконтированных с нормой дисконта E , задаваемой экспертно. Величина расчетного срока должна определяться выбором такого срока прогнозирования, для которого погрешность прогноза сохраняет приемлемые значения. При этом необходимо разрешить следующую проблему. Созданные в процессе реализации проекта основные средства предназначены для работы не только в пределах срока T , но и за его пределами. Полный учет их балансовой стоимости поставит в невыгодные условия варианты, характеризующиеся большими инвестициями, поскольку не будет учтен эффект снижения ежегодных издержек за пределами расчетного срока за счет дополнительных капиталовложений. Методически правильно учитывать лишь ту часть стоимости основных производственных фондов, которая в пределах расчетного срока будет перенесена на созданную продукцию, следовательно, из интегральных затрат необходимо вычитать остаточную стоимость введенных объектов на конец расчетного срока (O_T), поскольку ее назначение — создавать экономический эффект за пределами этого срока. Таким образом, интегральные приведенные затраты можно представить в следующем виде:

$$Z_T = \sum_{t=1}^T K_t \cdot (1+E)^{1-t} + \sum_{t=1}^T I_t \cdot (1+E)^{-t} - O_T \cdot (1-\alpha)^{-T}, \quad (2.37)$$

где

$$O_T = \sum_{t=1}^T K_t \cdot [1 - \alpha_{\text{рен}}(T - t + 1)], \quad (2.38)$$

$$I_t = I_{\text{ам.обс.}t} + I_{\Delta W,t}, \quad (2.39)$$

$$I_{\text{ам.обс.}t} = \alpha_{\text{ам.обс}} \sum_{t=1}^T K_t. \quad (2.40)$$

В выражении (2.37) капиталовложения реализуются в начале года, а издержки — в конце года. Остаточная стоимость оценивается с учетом ежегодных реновационных отчислений от капиталовложений, доля которых $\alpha_{\text{рен}}$ определяется сроком службы $T_{\text{сл}}$ объекта: $\alpha_{\text{рен}} = 1 / T_{\text{сл}}$.

Отдельный интерес представляет статический случай как идеализация, часто используемая в практических расчетах, а именно: $K_1 = K$; $K_t = 0$ для $t > 1$; $I_t = I$ для $t = 1, 2, \dots, T$. В этом случае выражение (2.37) преобразуется следующим образом:

$$\begin{aligned} Z_t = & K + \alpha_{\text{ам.об}} \cdot K \sum_{t=1}^T (1 + E)^{-t} + \\ & + I_{\Delta W} \sum_{t=1}^T (1 + E)^{-t} - K \cdot (1 - \alpha_{\text{рен}} T)(1 + E)^{-T}, \end{aligned} \quad (2.41)$$

Последнее выражение можно представить в более краткой форме:

$$Z_T = \alpha_{K,T} \cdot K + \alpha_{I,T} \cdot I_{\Delta W}, \quad (2.42)$$

где

$$\alpha_{K,T} = 1 + \alpha_{\text{ам.об}} \sum_{t=1}^T (1 + E)^{-t} - (1 - \alpha_{\text{рен}} T)(1 + E)^{-T}, \quad (2.43)$$

$$\alpha_{I,T} = \sum_{t=1}^T (1 + E)^{-t}. \quad (2.44)$$

Выполняя деление всех членов выражения (2.42) на $\alpha_{I,T}$, получаем выражение для определения интегральных приведенных затрат, имеющее такую же структуру, как известная формула годовых приведенных затрат:

$$Z'_T = (\alpha_{K,T} / \alpha_{I,T}) \cdot K + I_{\Delta W} = E_{K,T} + I_{\Delta W}, \quad (2.45)$$

Достоинство формулы (2.45) в том, что, сохраняя простоту и удобство широко использовавшейся в свое время формулы годовых приведенных затрат для статического случая, эта формула не требует определения нормативного коэффициента $E_{\text{нп}}$.

С целью определения коэффициентов формул (2.43) и (2.44) была выполнена серия расчетов для различных сроков прогнозирования

от 5 до 15 лет и наиболее распространенных случаев проектирования электрических сетей — воздушных линий электропередачи (ВЛ) и подстанций (ПС). Выбор такого диапазона расчетных сроков T определяется тем фактом, что при проектировании развития электрических сетей достоверные прогнозы нагрузок удается выполнить на сроки от 5 до 10 лет и лишь в отдельных случаях, для крупных энергорайонов, сроки прогнозирования могут достигать 15 лет.

Выборка результатов расчетов коэффициентов при капиталовложениях и издержках на компенсацию потерь электроэнергии, входящих в формулы (2.43) и (2.44), для трех значений расчетных сроков из рассматриваемого диапазона, а именно для $T = 5, 10$ и 15 лет, представлена в табл. 2.1 и 2.2.

В таблицах приведены результаты расчетов с использованием обычных норм реновационных отчислений, соответствующих средним фактическим срокам службы оборудования ВЛ и ПС:

- для ВЛ на железобетонных и стальных опорах $\alpha_{\text{ам.об}} = 0,028$, $\alpha_{\text{рен}} = 0,02$ (табл. 2.1);
- для ПС 150 кВ и ниже $\alpha_{\text{ам.об}} = 0,094$, $\alpha_{\text{рен}} = 0,035$ (табл. 2.1);
- для ПС 220 кВ и выше (табл. 2.2) $\alpha_{\text{ам.об}} = 0,084$, $\alpha_{\text{рен}} = 0,035$.

Расчеты выполнены для значений нормы дисконта E от 0,04 до 0,2.

Таблица 2.1

Коэффициенты формул интегральных приведенных затрат для ВЛ на железобетонных и металлических опорах и ПС напряжением 150 кВ и ниже при обычных нормах амортизационных отчислений

E	T , лет	Воздушные линии, $\alpha_{\text{рен}} = 0,02$		Подстанции 150 кВ и ниже, $\alpha_{\text{рен}} = 0,035$		$\alpha_{\text{и, } T}$
		$\alpha_{\text{к, } T}$	$E_{\text{к, } T}$	$\alpha_{\text{к, } T}$	$E_{\text{к, } T}$	
0,04	5	0,3849	0,0865	0,7404	0,1663	4,452
	10	0,6866	0,0845	1,3230	0,1631	8,111
	15	0,9226	0,0830	1,7813	0,1602	11,118
0,06	5	0,4453	0,1057	0,7794	0,1850	4,212
	10	0,7594	0,1032	1,3290	0,1806	7,360
	15	0,9798	0,1009	1,7150	0,1766	9,712
0,08	5	0,4993	0,1250	0,8138	0,2038	3,993
	10	0,8173	0,1218	1,3300	0,1982	6,710
	15	1,0190	0,1191	1,6550	0,1934	8,559

Окончание табл. 2.1

E	T , лет	Воздушные линии, $\alpha_{\text{рен}} = 0,02$		Подстанции 150 кВ и ниже, $\alpha_{\text{рен}} = 0,035$		$\alpha_{\text{и}, T}$
		$\alpha_{\text{к}, T}$	$E_{\text{к}, T}$	$\alpha_{\text{к}, T}$	$E_{\text{к}, T}$	
0,1	5	0,5473	0,1444	0,8442	0,2227	3,791
	10	0,8637	0,1406	1,3270	0,2160	6,145
	15	1,0454	0,1374	1,6000	0,2103	7,607
0,125	5	0,8000	0,1685	0,8769	0,2463	3,561
	10	0,9086	0,1641	1,3200	0,2384	5,536
	15	1,0660	0,1607	1,5423	0,2325	6,633
0,15	5	0,6464	0,1928	0,9049	0,2700	3,352
	10	0,9427	0,1878	1,3110	0,2612	5,019
	15	1,0780	0,1843	1,4910	0,2550	5,848
0,2	5	0,7220	0,2414	0,9496	0,3174	2,991
	10	0,9862	0,2353	1,2890	0,3075	4,192
	15	1,0850	0,2321	1,4090	0,3014	4,675

Таблица 2.2

Коэффициенты формул интегральных приведенных затрат для ВЛ на железобетонных и металлических опорах при ускоренной амортизации и ПС напряжением 220 кВ и выше при ускоренной и обычной амортизациях

E	T , лет	Воздушные линии, $\alpha_{\text{рен}} = 0,067$		Подстанции 220 кВ и выше, $\alpha_{\text{рен}} = 0,067$		Подстанции 220 кВ и выше, $\alpha_{\text{рен}} = 0,035$	
		$\alpha_{\text{к}, T}$	$E_{\text{к}, T}$	$\alpha_{\text{к}, T}$	$E_{\text{к}, T}$	$\alpha_{\text{к}, T}$	$E_{\text{к}, T}$
0,04	5	0,7873	0,1768	0,9698	0,2178	0,6959	0,1563
	10	1,3853	0,1708	1,7180	0,2118	1,2422	0,1532
	15	1,8338	0,1650	2,2900	0,2060	1,6702	0,1502
0,08	5	0,8469	0,2120	1,1060	0,2531	0,7739	0,1938
	10	1,3503	0,2012	1,6260	0,2423	1,2625	0,1882
	15	1,6419	0,1918	1,9930	0,2328	1,5693	0,1826
0,125	5	0,8980	0,2522	1,0430	0,2930	0,8412	0,2362
	10	1,3136	0,2373	1,5406	0,2783	1,2650	0,2285
	15	1,4975	0,2258	1,7694	0,2668	1,4760	0,2225
0,2	5	0,9570	0,3200	1,0800	0,3610	0,9196	0,3062
	10	1,2611	0,3010	1,4330	0,3418	1,2471	0,2975
	15	1,3506	0,2890	1,5420	0,3300	1,3620	0,2913

Несмотря на то, что зависимость коэффициентов $\alpha_{\text{к}, T}$, $\alpha_{\text{и}, T}$ от величины расчетного срока T является весьма существенной, анализ результа-



тов показывает, что коэффициент $E_{к,Т}$ в выражении (2.45) почти не зависит от расчетного срока T . В этом несомненное достоинство выражения (2.45) — результаты сопоставления вариантов практически не зависят от выбора расчетного срока. Кроме того, видно, что между коэффициентом $E_{к,Т}$ и нормой дисконта E существует весьма жесткая связь.

Как известно, инвестиции в электроэнергетику характеризуются довольно высокими сроками окупаемости, что снижает интерес бизнеса к инвестированию в эту отрасль. Стремление увеличить этот интерес и ускорить обновление основных производственных фондов электроэнергетики привело к решениям Правительства РФ предоставить возможность применить ускоренные нормы амортизации линий электропередачи и подстанций. В связи с этим в табл. 2.2 приведены коэффициенты для формул (2.42–2.45) при ускоренных нормах амортизации и значении норматива ежегодных отчислений на реновацию $\alpha_{рен} = 0,067$.

Таким образом, метод интегральных приведенных затрат позволяет решить задачу оценки сравнительной эффективности капиталовложений при выполнении условий тождества эффекта [1, 3, 7, 11]. Для часто используемой на практике идеализации в виде статического случая одновременных капиталовложений K и неизменных ежегодных издержек I метод интегральных приведенных затрат реализуется в виде удобных формул (2.42) и (2.45), из которых последняя по форме совпадает с формулой годовых статических приведенных затрат (2.20). Выражение (2.45) не требует задания E_n , используется коэффициент сопоставления капиталовложений и издержек $E_{к,Т}$, величина которого существенно зависит от нормы дисконта E и слабо зависит от срока прогнозирования T . Рассчитанные значения $E_{к,Т}$ для ускоренных норм амортизации показывают его заметное увеличение, что соответствует повышению эффективности вариантов с более капиталоемкими объектами.

2.3. Учет критерия надежности при проектировании электрической системы

.....

При разработке возможных вариантов построения сети необходимо учитывать требования, которые предъявляются к надежности электроснабжения потребителей электроэнергии. Все сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать одинаковый полез-

ный отпуск электроэнергии потребителям при заданном режиме потребления мощностей. Каждый вариант сети должен поддерживать требуемую надежность, под которой здесь понимается способность проектируемого объекта выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» [2] в зависимости от категорий электроприемников по надежности. В соответствии с ПУЭ все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории [2].

К I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Электроснабжение при аварийном отключении одного из источников должно обеспечиваться вторым. В том случае, если осуществить электроснабжение электроприемников I категории от двух отдельных подстанций невозможно, в качестве независимых источников могут использоваться две системы или две секции шин одной подстанции, питающейся от двух источников. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа, для нее внезапный перерыв электроснабжения может создать угрозу жизни людей или может привести к взрывам и разрушениям основного технологического оборудования. Для электроснабжения потребителей этой особой группы должен предусматриваться третий (аварийный) резервный независимый источник, мощность которого достаточна для безаварийной остановки производства и который автоматически включается при исчезновении напряжения на шинах основных источников.

Электроприемники II категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, нарушением технологического процесса производства, а именно с простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта, с на-



рушением нормальной производственной деятельности городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, при этом допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, а также по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному аппарату, или от одного трансформатора, если обеспечивается возможность проведения ремонта линии или замены поврежденного трансформатора в течение суток.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемники. Электроснабжение этих электроприемников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышает суток.

Требования к надежности питающих и распределительных сетей энергосистем, а также распределительных промышленных, городских и сельских сетей регламентированы в нормативных документах. В этих документах приведены требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на подстанциях, схемам присоединения подстанций к сети, допустимости использования двухцепных воздушных линий [4–7].

Для потребителей I категории перерыв в электроснабжении связан с последствиями, ущерб от которых не может быть выражен в виде экономического эквивалента. Сравнивать по приведенным затратам можно только такие варианты сети, питающей потребителей I категории, для которых технические показатели надежности удовлетворяют требованиям, регламентированным в ПУЭ.

В теории надежности используются следующие понятия:

- работоспособность — способность системы выполнять заданные функции с требуемыми режимными параметрами;
- отказ — нарушение работоспособности;
- безотказность — свойство системы сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени без вынужденных перерывов.

Для восстанавливаемых (ремонтируемых) элементов электрической сети представляет интерес средняя вероятность отказа элемента, ко-

торая определяется за длительный период наблюдения, эту величину называют *коэффициентом вынужденного простоя* K_B . Этот коэффициент, в свою очередь, зависит от таких показателей, как параметр потока отказов и среднее время восстановления. *Параметр потока отказов* восстанавливаемого элемента ω — это среднее количество отказов элемента в единицу времени. Величина ω рассчитывается по статистике отказов, полученной при эксплуатации. Процессы восстановления (аварийного простоя) отказавших элементов для практических расчетов наиболее часто характеризуются *средним временем восстановления* (временем аварийного простоя) T_B .

Для потребителей II и III категорий по надежности перерыв в электроснабжении приводит к последствиям, которые могут быть выражены в виде экономического эквивалента — *ожидаемого среднегодового народнохозяйственного ущерба* (Y) от нарушения электроснабжения. Ущерб, возникающий вследствие недоотпуска электроэнергии, включается в состав экономического критерия приведенных, дисконтированных или интегральных затрат и учитывается при выборе варианта сети, если сравниваемые варианты сети существенно различаются по надежности. При этом выбирается вариант сети, в котором значение используемого экономического функционала наименьшее, включая ущерб из-за нарушения электроснабжения [4–9].

Среднегодовой ущерб Y из-за нарушения электроснабжения складывается из вероятного среднегодового ущерба Y_A из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения и планового годового ущерба Y_{Π} , который обусловлен плановыми ремонтами оборудования:

$$Y = Y_A + Y_{\Pi} \quad (2.46)$$

Вероятный среднегодовой ущерб Y_A из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения для последовательно включенных элементов сети можно найти по выражению

$$Y_A = Y_{A0} \cdot P_{\max} \cdot \xi \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{Ai} \cdot T_{ABi}, \quad (2.47)$$

где Y_{A0} — удельный ущерб из-за вынужденного перерыва электроснабжения рассматриваемого потребителя; ω_{Ai} — параметр потока аварийных отказов элемента i ; T_{ABi} — среднее время восстановления i -го элемента электрических сетей при аварийном отказе; P_{\max} — активная мощность нагрузки в максимальном режиме; ξ — степень огра-

ничения нагрузки потребителей из-за аварийного перерыва электроснабжения; n — число последовательно включенных элементов сети.

Годовой плановый ущерб Y_{Π} из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения для последовательно включенных элементов сети определяется по выражению

$$Y_{\Pi} = Y_{\Pi 0} \cdot P_{\max} \cdot \xi \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\Pi i} \cdot T_{\text{ПВ}i}, \quad (2.48)$$

где $Y_{\Pi 0}$ — удельный ущерб при плановом отключении электроснабжения потребителя; $\omega_{\Pi i}$ — параметр потока плановых отключений элемента i ; $T_{\text{ПВ}i}$ — среднее время восстановления i -го элемента электрических сетей при плановых отключениях; P_{\max} — активная мощность нагрузки в максимальном режиме; ξ — степень ограничения нагрузки потребителей при плановых отключениях электроснабжения; n — число последовательно включенных элементов сети.

Степень ограничения нагрузки потребителей определяется как отношение величины отключаемой нагрузки при рассматриваемом отказе к суммарной максимальной нагрузке нормального режима. При полном прекращении электроснабжения $\xi = 1$. В сети с полным резервированием при отказе любого ее элемента потребитель может получить всю необходимую ему мощность. В этом случае перерыва в электроснабжении не происходит и величина $\xi = 0$. Произведение P_{\max} и ξ соответствует мощности нагрузки, отключаемой при отказе.

Данные по параметрам потоков отказов основного оборудования электрических сетей и среднему времени восстановления элементов при аварийных и плановых отключениях приводятся в справочной литературе [8, 9]. Там же приведены приближенные оценки удельных ущербов для некоторых комплексных узлов нагрузок в зависимости от состава электроприемников, параметров графиков нагрузок и степени ограничения потребителей.

Зачастую при учете критерия надежности при проектировании электрических сетей учитываются только аварийные отключения потребителей с учетом одновременности вывода в ремонт оборудования электрических сетей и потребителей. Если согласование сроков ремонтов оборудования невозможно, то при учете критерия надежности в расчетные затраты включается сумма математических ожиданий ущербов от перерывов в электроснабжении из-за вынужденных и плановых простоев.

Зависимости удельных ущербов из-за перерыва электроснабжения (в ценах 1990 года), показанные на рис. 2.3, имеют обобщенный характер и могут быть использованы лишь для ориентировочной сравнительной оценки вариантов электрической сети.

В ряде случаев состав нагрузки отличается от приведенного на рис. 2.3 состава групп. В этом случае для разных потребителей надо использовать специальные данные об ущербах из-за перерыва электроснабжения, приведенные в специализированной литературе.

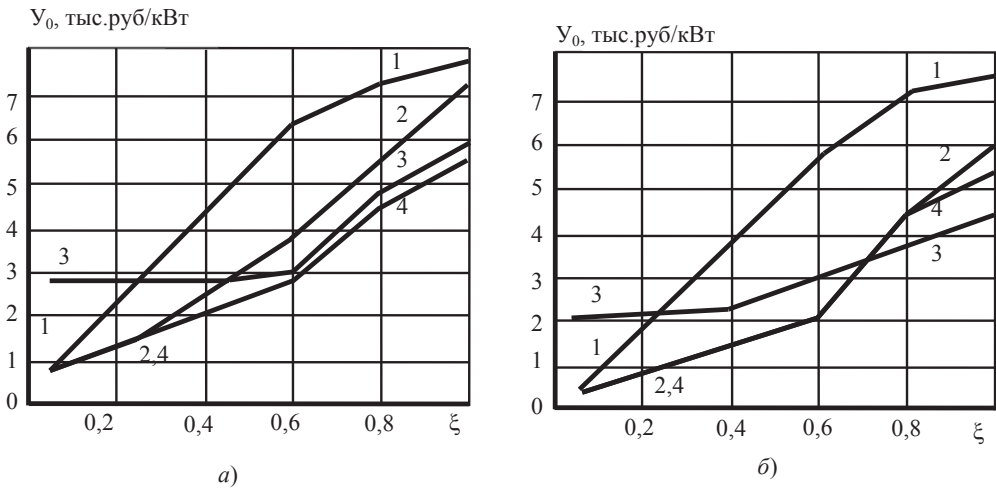


Рис. 2.3. Удельный годовой ущерб от аварийных (а) и плановых (б) ограничений электроснабжения нагрузки

Структура нагрузки по группам, %				
Структура нагрузки	1	2	3	4
Промышленность	15	70	10	35
Быт и сфера обслуживания	50	25	25	25
Сельское хозяйство	15	—	55	30
Транспорт и строительство	20	5	10	10

Для расчета технических показателей надежности и ущерба из-за перерыва электроснабжения составляется структурная схема замещения рассматриваемого участка сети. Рассмотренные выше формулы относятся к структурной схеме при последовательном включении элементов сети, при этом в одну ветвь соединяются те элементы сети, отказ любого из которых вызывает простой всех остальных элементов данной ветви.

При наличии параллельных элементов в схеме сети отключение любого из элементов не приводит к простоя остальных и полному огра-



ничению потребителей. Для параллельно включенных в структурную схему сети элементов математическое ожидание ущерба от вынужденных, т. е. аварийных простоев определяется по более сложным, чем (2.47) и (2.48), выражениям [8, 9].

Необходимо иметь в виду, что варианты схем, выполненных на различных номинальных напряжениях, из-за различной стоимости аппаратуры и разных величин потерь электроэнергии могут сравниваться по экономическому критерию с учетом оборудования подстанций потребителей и потерь энергии в них. Это положение обязательно и для сравнения вариантов с разной надежностью питания потребителей.

2.4. Учет критерия качества электроэнергии при проектировании электрической системы

Эффективная работа приемников электроэнергии и электроэнергетических систем обеспечивается при соблюдении всех требований к показателям качества электроэнергии.

На этапе проектирования при учете качества электроэнергии необходимо опираться на технико-экономическое сопоставление эффекта от мероприятий по улучшению качества и неизбежных при этом дополнительных затрат.

Технико-экономические показатели, связанные с качеством электроэнергии, учитывают ущерб, возникающий вследствие предоставления потребителям некачественной электроэнергии. Этот ущерб можно разделить следующим образом [1, 4–7, 10–11]:

- технологический ущерб, обусловленный недоотпуском продукции, расстройством технологического процесса потребителей электроэнергии — ущерб в системах электроснабжения потребителей;
- электромагнитный ущерб от некачественной электроэнергии, выражающийся в увеличении потерь электроэнергии и нарушении работы электрооборудования — ущерб в электроэнергетике.

Качество электроэнергии тесно связано с надежностью, поскольку нормальным считается режим электроснабжения, при котором потребители бесперебойно обеспечиваются требуемым количеством электроэнергии нормированного согласно ГОСТ 32144–2013 качества [13].

В электроэнергетических системах могут возникать [13–15]:

- 1) *нормальные режимы*, при которых нормально работает все оборудование электрических систем, параметры оборудования близки к номинальным значениям и не выходят за длительно допустимые пределы;
- 2) *временно допустимые режимы*, характеризующиеся токовыми перегрузками, отклонениями напряжения и т. п., которые либо заложены в проектные расчеты (например, систематические перегрузки во время суточных максимумов), либо допускаются на определенное ограниченное время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников;
- 3) *аварийные режимы*, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми явлениями; такие режимы обычно возникают при повреждениях элементов сети (при нарушениях изоляции, при обрыве проводников и т. п.) и имеют переходный (неустановившийся) характер;
- 4) *послеаварийные режимы*, в которые входят как переходные процессы, возникающие при ручном или автоматическом восстановлении питания (вызванные, например, одновременным самозапуском большого числа электроприемников), так и установившиеся режимы в новых, часто ограниченных по мощности условиях питания.

При проектировании электрической сети все перечисленные режимы должны быть проанализированы и должна быть учтена возможность их существования [4–6, 15]. На этапе проектирования электрической сети учитывается только один показатель качества электроэнергии — установившееся отклонение напряжения. Это отклонение напряжения от его номинального значения в установившемся режиме работы электрических сетей, усредненное за расчетный интервал.

Согласно ГОСТ 32144–2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного напряжения. Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны устанавливаться с учетом выполнения норм стандарта в точках передачи электрической энергии.

В электрической сети потребителя отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не должны превышать установ-



ленных для них допустимых значений. При этом отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 32144–2013 или устанавливаться договорами между электроснабжающими предприятиями и потребителями электроэнергии. Так, на выводах приемников электроэнергии, являющихся источниками электромагнитных помех, допускаются изменения показателей качества электроэнергии в более широких пределах, чем установлено ГОСТ 32144–2013, если это не приводит к нарушению нормированного качества электроэнергии у других потребителей электроэнергии.

В аварийных режимах допускаются кратковременные выходы показателей качества электроэнергии за установленные пределы (снижение напряжения вплоть до нулевого уровня, отклонение частоты до 5 Гц и т. д.) с последующим их восстановлением до уровня, требуемого в послеаварийных режимах.

При отклонении напряжения от номинального значения потребители электроэнергии и электрические сети работают в худших условиях, вплоть до остановки двигательной нагрузки, по сравнению с режимом номинальных напряжений. Кроме того, следует учитывать, что с повышением стабильности напряжения снижаются как электромагнитный, так и технологический ущерб. В то же время мероприятия по ограничению отклонений напряжения требуют дополнительных капиталовложений и, следовательно, существуют некоторые оптимальные границы отклонений напряжения, которые в общем случае могут не совпадать с нормируемыми и могут регламентироваться договорами между энергоснабжающими организациями и электропотребителями.

2.5. Экологический критерий и его учет при проектировании электрических сетей

.....

Электроэнергетика оказывает непосредственное влияние на окружающую среду [1]. Для того чтобы это влияние не было губительным, существуют различные санитарные нормы и правила по эксплуатации электросетевых объектов, осуществляется нормирование выбросов электростанций, разрабатываются правила сооружения трасс и площадок для сооружения подстанций и т. д. Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

На современном этапе развитие электрических сетей осуществляется в условиях повышенного внимания администрации регионов и общественности к вопросам охраны окружающей среды, что усложняет выбор трасс и площадок для сооружения электросетевых объектов. Условия выбора трасс и площадок существенно влияют на принципиальную возможность осуществления и показатели намеченных вариантов развития сети. Пренебрежение конкретными географическими условиями может изменить соотношение технико-экономических показателей сравниваемых вариантов и повлиять на выводы.

Электроэнергетика влияет на состояние экологии, в то же время и сама окружающая среда влияет на электроэнергетику, создавая определенные внешние условия для развития электроэнергетики. Так, на выбор трассы линии большое влияние оказывает наличие гор, озер, рек, болот, лесов; кроме того, при проектировании необходимо учитывать преодоление препятствий и удлинение трасс линий, а также розу и силу ветров по трассе линии. Протяженность рассматриваемых воздушных линий электропередачи рекомендуется принимать по картографическим материалам. При этом возможное максимальное удлинение трассы по сравнению с воздушной прямой составляет 20–25 %.

По климатическим условиям территория России разделена на районы. Выделяются, например, районы Крайнего Севера с низкими температурами, сильными ветрами и наличием вечной мерзлоты; средняя полоса; южные и восточные районы с повышенной грозовой деятельностью, увеличенными гололедными образованиями и т. д. При эксплуатации в горных и болотистых местах затруднено текущее наблюдение за техническим состоянием линий. В условиях эксплуатации большое внимание уделяется борьбе с гололедными образованиями на проводах, поскольку это явление оказывается достаточно частым и вместе с тем опасным в отношении надежности работы линий, а кроме того, может иметь развитие в виде «пляски» проводов.

Загрязнение воздуха также оказывает влияние на электросетевые объекты. Под загрязнением воздуха понимается прежде всего наличие в нем различных продуктов уноса с территории промышленных предприятий: золы, цементной пыли, химических соединений (солей) и т. п. Осаждение этих частиц на влажной поверхности изоляции линий и электротехнического оборудования приводит к появлению проводящих каналов и к ослаблению изоляции с возможностью ее перекрытия не только при перенапряжениях, но и при нормальном рабо-

чем напряжении. К загрязнениям можно отнести также наличие солей в воздухе на побережьях морей. Здесь их содержание иногда оказывается настолько большим, что приводит к активному окислению алюминия и нарушению механической прочности проводов.

Исходя из общей протяженности электрических сетей, можно оценить суммарную площадь земли по стране, изъятую для сооружения линий электропередачи 35–750 кВ, которая составляет доли процента от общей площади сельхозугодий. Однако при выборе и согласовании трасс воздушных линий электропередачи возражения со стороны землепользователей базируются не на объемах отчуждаемых земель, а на помехах для использования сельхозугодий, создаваемых воздушными линиями. С этой точки зрения рекомендуется оперировать понятием охранной зоны, которая устанавливается вдоль воздушной линии электропередачи в виде земельного участка, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линий от крайних проводов на определенные расстояния, зависящие от уровня напряжения сети. В среднем эти расстояния можно принимать равными [8–10]:

до 20 кВ	35 кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ
10 м	15 м	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	40 м

С учетом этих расстояний и применяемых конструкций воздушных линий электропередач и сформированы охранные зоны, приведенные в табл. 2.3.

При выборе трассы воздушных линий электропередачи в городских условиях ширина коридора воздушных линий электропередачи 110 кВ составляет 20 м.

Таблица 2.3

Охранные зоны воздушных линий электропередачи

Напряжение ВЛ, кВ	Ширина охраняемой зоны, м	Площадь охранной зоны ВЛ, га/км
до 20	26	2,6
35	38	3,8
110	50	5,0
220	64	6,4
330	78	7,8
500	84	8,4
750	120	12,0

Для прохождения воздушных линий электропередачи по лесным массивам должны быть прорублены просеки, ширина которых регламентирована в зависимости от напряжения и назначения линий, ценности лесов и высоты основного массива. Для большинства воздушных линий напряжением 220 кВ и ниже ширина просеки регламентируется расстоянием 3–5 м от крайнего провода при его максимальном отклонении до кроны деревьев; для воздушных линий 330–500 кВ и 750 кВ, проходящих по ценным лесным массивам, аналогичное расстояние составляет 6 м, а в остальных случаях для воздушных линий 330–750 кВ ширина просеки принимается равной расстоянию между крайними проводами плюс расстояния, равные высоте основного лесного массива с каждой стороны крайнего провода [8–10].

Сооружение открытых подстанций в городах ограничивается стесненностью территории, уровнем шума, создаваемым трансформаторами, а также другими градостроительными требованиями. Допустимые расстояния от открытых подстанций (без проведения мероприятий по борьбе с шумом) до различных зданий и городских территорий показаны в табл. 2.4.

Для закрытых подстанций минимальные расстояния до жилых и коммунально-бытовых зданий по условиям шума могут приниматься равными для трансформаторов до 60 МВА — 30 м, до 125 МВА — 50 м, до 200 МВА — 70 м.

Таблица 2.4

Допустимые расстояния от открытых подстанций до зданий и территорий в городах

Мощность трансформаторов до, МВА	Минимальные расстояния до			
	жилых зданий, спальных корпусов детских учреждений, поликлиник, не менее, м	школ и других учебных заведений, гостиниц, общежитий, кинотеатров, не менее, м	площадок отдыха в микрорайонах, не менее, м	предприятий торговли, общественного питания, коммунально-бытовых, не менее, м
40	300	250	150	50
60	700	500	350	100
125	1000	800	600	350



2.6. Учет других критериев проектирования электрических сетей

.....

Кроме рассмотренных выше критериев, при проектировании электрической сети необходимо учитывать еще ряд факторов, влияющих на принятие решения о схеме развития сети и используемом оборудовании [1, 6].

Перспективы развития сети. На современном уровне развития электроэнергетики при высокой степени охвата обжитой территории страны электрическими сетями при проектировании необходимо стремиться к оптимизации развития существующей электрической сети на текущий период и с учетом перспективы.

Выбор схем электрических сетей выполняется, как правило, на следующие перспективные уровни:

- системообразующая сеть — расчетный срок 10 лет;
- распределительная сеть — расчетный срок 5 лет;
- сети внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицированных железных дорог, для выдачи мощности электростанций и т. д. Расчетные сроки определяются в соответствии со сроками ввода объектов, для которых сооружаются сети.

Развитие сети должно предусматривать использование технически и экономически обоснованных схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать адаптацию сети при возможных небольших отклонениях:

- уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых;
- трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных;
- сроков ввода в работу отдельных энергообъектов.

На всех этапах развития следует предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также новых, намечаемых к вводу в перспективном периоде.

Предлагаемый к рассмотрению вариант схемы развития электрической сети должен обладать возможностью перспективного расширения электрической сети в условиях удовлетворительных результатов по всем рассмотренным выше критериям проектирования и с учетом перечисленных требований по критерию перспективного развития [4–8].

При проектировании системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

- увеличения пропускной способности линий для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС;
- надежной выдачи мощности электростанциями;
- питания энергоузлов нагрузок;
- при разработке вариантов развития сетей следует избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для этого их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки;
- необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня;
- схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

Техническое перевооружение. При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и подстанций и их возможной реконструкции. Старение основных фондов в электроэнергетике является серьезной проблемой. Необходимость обновления основных фондов электрических сетей вызывается физическим и моральным износом оборудования [8–10].

Под *физическим износом* понимается материальное старение основных фондов в результате воздействия эксплуатационных факторов и влияния внешних неблагоприятных условий. Сроки физического износа отдельных элементов объектов электрических сетей — оборудования, строительных конструкций, зданий и сооружений — существенно различаются между собой. Срок службы объекта в целом опре-



деляется наиболее долговечными элементами: опорами — для линий электропередачи, зданиями — для подстанций.

Сущность *морального износа* состоит в том, что в результате научно-технологического прогресса и возникновения более совершенного оборудования основные фонды технически стареют и становятся экономически все менее эффективными. Различают две формы морального износа: первая — утрата стоимости существующих объектов из-за роста производительности труда; вторая — обесценивание основных фондов вследствие появления более совершенного оборудования аналогичного назначения. Экономическим сроком службы оборудования является период, в течение которого целесообразно его эксплуатировать по условиям морального износа. Обесценивающее действие морального износа может быть ослаблено с помощью технического перевооружения и реконструкции основных фондов. Поскольку целью развития электрических сетей является обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей при минимальных затратах, морально изношенными объектами следует считать те, которые не удовлетворяют этим требованиям в современных условиях.

Содержание мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции объектов электроэнергетики:

- перевод подстанций на более высокие классы напряжений;
- замена трансформаторов на подстанциях на более мощные;
- развитие распределительных устройств действующих подстанций для дополнительных присоединений;
- замена оборудования подстанций новым, соответствующим современному уровню развития электромашиностроения в мире;
- установка на подстанциях источников реактивной мощности;
- автоматизация и телемеханизация подстанций, замена или установка новых устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, диспетчерского и технологического управления;
- перевод линий электропередачи на более высокие классы напряжений;
- подвеска вторых цепей на существующих опорах линий или дополнительных проводов в фазах;
- замена проводов на новые большего сечения;
- замена дефектных проводов и тросов на участках воздушных линий длиной, превышающей 15% от общей протяженности (при меньших объемах работы выполняются в процессе капремонта);

- замена дефектных опор воздушных линий на участках общей длиной более 15 % протяженности воздушных линий или при общем количестве, превышающем 30 % установленных опор.

Удобство и безопасность эксплуатации. Согласно ПТЭ, на каждом энергообъекте должны быть определены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями, а также заданы должностные функции персонала [2].

Безопасная эксплуатация оборудования, зданий и сооружений обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов.

Каждый работник отрасли в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования и сооружений электростанций и сетей правилам техники безопасности и пожарной безопасности.

Надзор за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования и сооружений, рациональным и эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов осуществляют органы государственного контроля и надзора.

В целях безопасности на каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок.

Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводится по истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы. Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

Социальный фактор. При развитии электроэнергетики должен учитываться социальный фактор, определяющий влияние политики государства и населения на развитие энергетики. Эти отношения могут проявляться в различных сферах деятельности населения и электроэнергетики. Примером такого взаимодействия является установление различных тарифов на электроэнергию для промышленности и населения, установление разных тарифов на импорт электроэнергии. Кро-



ме того, при развитии электроэнергетики должны учитываться факторы риска населения, проживающего вблизи объектов энергетики.

Учет социального фактора предполагает первоочередное обеспечение электроэнергией социальных потребителей I категории по надежности, таких как медицинские учреждения, детские сады, школы и т. д. Важной задачей является обеспечение электроэнергией удаленных сельскохозяйственных потребителей.



3. Принципы проектирования электрических сетей

3.1. Разработка балансов мощностей при проектировании

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии, в энергосистемах в любой момент установившегося режима имеется соответствие между приходной и расходной частями баланса мощностей в энергосистеме, при этом учитываются обменные потоки мощности с соседними энергосистемами [4–6]. Уравнение баланса активных мощностей для любого момента установившегося режима можно представить в виде

$$\sum_i^I (P_{gi} - P_{снi}) = \sum_j^J P_{нj} + \Delta P_{\Sigma} + \sum_k^K P_{обmk}, \quad (3.1)$$

где P_{gi} и $P_{снi}$ — активные мощность и расход на собственные нужды электрической станции с номером i , $i = 1, 2, \dots, I$; I — множество электростанций энергосистемы; $P_{нj}$ — активная мощность нагрузки с номером j , $j = 1, 2, \dots, J$; J — множество нагрузок энергосистемы; ΔP_{Σ} — суммарные потери активной мощности в энергосистеме; $P_{обmk}$ — обменный поток активной мощности с соседней энергосистемой с номером k , $k = 1, 2, \dots, K$; K — количество соседних энергосистем.

Целью расчета баланса мощности является выявление типа проектируемой энергосистемы. Как правило, проектируемая система содержит не менее двух видов источников питания, один из которых — одна или несколько проектируемых или уже существующих электростанций и второй — балансирующие узлы, представляющие собой один или несколько узлов связи с соседними мощными энергосистемами. Расчет баланса мощности необходимо выполнять для облегчения процесса разработки вариантов конфигурации электрической сети. Осо-



бенно важны балансы мощности для наиболее тяжелых нормальных режимов, обычно такими являются режимы максимальных и минимальных нагрузок.

Энергосистема может быть *дефицитной*, если сумма мощностей всех потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети превышает генерирующую мощность электростанций рассматриваемого района сети (расходная часть баланса значительно больше его приходной части). В этом случае недостаток мощности будет покрываться электростанциями соседних энергосистем через балансирующие узлы.

Энергосистема считается *избыточной*, если суммарная мощность потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети меньше генерирующей мощности электростанций рассматриваемого района сети. Избыток мощности при этом выдается в соседние энергосистемы через балансирующие узлы.

Энергосистема может быть *сбалансированной*, если сумма мощностей всех потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети примерно равны генерирующей мощности электростанций рассматриваемого района сети. Резервирование мощности нагрузок при аварийном отключении генераторов электростанций рассматриваемого района сети осуществляется через балансирующие узлы [4–6].

Рассмотрим принципы разработки вариантов конфигурации электрической сети применительно к наиболее простой сети, имеющей всего два источника питания — одну проектируемую или существующую электростанцию и один балансирующий узел.

При разработке вариантов развития дефицитной энергосистемы потребители условно разделяются на два географических района: ближайший к проектируемой (существующей) электростанции и питающийся от нее район и другой — тяготеющий к балансирующему узлу (узлу связи с соседней системой). При этом нужно учитывать, что в дефицитной энергосистеме следует особое внимание уделить фактору надежности, так как при незапланированном останове блока на электростанции питание большого числа потребителей должно обеспечиваться из балансирующего узла. В качестве одного из расчетных послеаварийных режимов в дефицитной энергосистеме рекомендуется рассматривать режим, соответствующий отключению наиболее крупного генератора на электростанции.

В сбалансированной энергосистеме электрическая сеть обычно строится по принципу питания потребителей от электростанции

по кратчайшим электрическим связям [4–6]. Связь с балансирующим узлом предусматривается для надежности.

Избыточная система проектируется с учетом выдачи избытка мощности в соседнюю энергосистему. При этом электростанция должна иметь надежную связь с балансирующим узлом по кратчайшему пути. При больших избытках мощности в проектируемой энергосистеме следует, наряду с другими вариантами, рассмотреть возможность передачи мощности по линии непосредственной связи электростанции с балансирующим узлом. Кроме того, при разработке вариантов развития сети в избыточной энергосистеме требуется рассмотрение не только режима максимальных, но и режима минимальных нагрузок, так как минимальный режим может оказаться более тяжелым. В связи с этим в избыточной системе обязательно составляются балансы мощности для максимального и минимального режимов работы потребителей. Определение баланса мощностей для минимального режима в остальных случаях также рекомендуется ввиду того, что в минимальном режиме обычно выполняются ремонты основного генерирующего оборудования электростанций.

При составлении баланса активных мощностей районы потребления, содержащие мелкие подстанции, следует эквивалентировать и приводить их суммарную мощность к шинам наиболее крупных подстанций данного района с учетом потерь мощности в распределительной электрической сети. Данная подстанция становится в этом случае питающей для района местной сети и, в свою очередь, сама получает питание по системообразующей сети более высокого класса напряжения. Этот прием существенно уменьшает объем задачи проектирования сети, так как позволяет разрабатывать варианты конфигурации системообразующей и распределительной сетей независимо друг от друга [4–6, 8–11].

Перед составлением баланса мощности необходимо определить классы напряжения системообразующей и местных сетей с целью выявления уровней потерь мощности. Ориентировочные величины потерь мощности, которые можно использовать на этапе разработки вариантов развития конфигурации электрической сети, приведены в табл. 3.1.

При составлении балансов мощностей в приходной части следует учитывать величину расхода мощности на собственные нужды электростанций, которая зависит от типа электростанции (КЭС, ТЭЦ, АЭС, ГЭС и т. д.), мощностей блоков и видов используемого топлива.

Таблица 3.1

Ориентировочные уровни технических потерь мощности в сети

Класс напряжения сети, кВ	Потери мощности в % от полной нагрузки	
	активные	реактивные
750–500	2	15
330–220	3	12
150–35	4	10

Удельные расходы на собственные нужды блоков электростанций $\alpha_{сн}$ приводятся в справочной литературе [8–11]. Расход мощности на собственные нужды электростанции $P_{сн}$ можно найти по соотношению

$$P_{сн} = \sum_i \alpha_{снi} \cdot P_{бли}, \quad (3.2)$$

где $\alpha_{снi}$ — удельный расход на собственные нужды блока станции с номером i , о. е.; $P_{бли}$ — мощность блока i электростанции, МВт.

Иногда в состав баланса мощности, помимо расхода мощности на собственные нужды, включают учет потерь активной мощности в блочных повышающих трансформаторах, составляющих около 0,4–0,5 % от мощности блока. Поскольку указанные трансформаторы устанавливаются на электростанциях, их учитывают в приходной части баланса мощности, но со знаком «минус».

Балансы мощности энергосистемы разрабатываются для каждого рассматриваемого временного этапа развития энергосистемы. Основным является баланс мощностей конечного этапа, остальные — вспомогательные — позволяют сформировать варианты очередности строительства на промежуточных этапах развития энергосистемы.

При анализе балансов мощностей целесообразно оценить величину резервов мощностей проектируемой и объединенной (проектируемой с балансирующей) электроэнергетических систем.

В максимальном режиме при установленной мощности проектируемой системы $P_{уст}$ и резервной мощности $P_{рез}$ относительная величина резерва $\alpha_{рез}$ определяется формулой

$$\alpha_{рез} = (P_{рез} / P_{уст}) \cdot 100 \%. \quad (3.3)$$

При установленной генерирующей мощности соседней балансирующей энергосистемы $P_{уст.С}$ и резерве мощности в ней $P_{рез.С}$ относитель-

ная величина резерва объединенной системы $\alpha_{\text{рез.}\Sigma}$ определяется величиной [4–6]

$$\alpha_{\text{рез.}\Sigma} = \frac{P_{\text{рез}} + P_{\text{рез.С}}}{P_{\text{уст}} + P_{\text{уст.С}}} \cdot 100\%. \quad (3.4)$$

При разработке балансов определяется резерв мощности объединенной электроэнергетической системы в послеаварийной ситуации при отключении самого крупного блока в проектируемой системе. В проектируемой системе при потере блока эквивалентная и резервная мощности снижаются соответственно до величин $P_{\text{ав.уст}}$ и $P_{\text{ав.рез}}$. Аналогично в объединенной энергосистеме при потере блока в проектируемой системе эквивалентная мощность будет снижаться до величины $P_{\text{ав.уст}\Sigma}$ и резервная — до $P_{\text{ав.рез}\Sigma}$.

Относительная величина аварийного резерва $\alpha_{\text{ав.рез}\Sigma}$ объединенной системы определяется по выражению:

$$\alpha_{\text{ав.рез}\Sigma} = \frac{P_{\text{ав.рез}} + P_{\text{рез.С}}}{P_{\text{ав.уст}} + P_{\text{уст.С}}} \cdot 100\% = \frac{P_{\text{ав.рез}\Sigma}}{P_{\text{ав.уст}\Sigma}} \cdot 100\%. \quad (3.5)$$

В этой ситуации важно, чтобы резервная мощность в объединенной электроэнергетической системе в послеаварийной ситуации была достаточной по условиям сохранения статической устойчивости. Нормативный резерв по условиям сохранения статической устойчивости в нормальных режимах составляет 20 %, а в послеаварийных — 8 % от мощности объединенной электроэнергетической системы. Таким образом, должны соблюдаться следующие условия:

$$\alpha_{\text{рез}\Sigma} \geq 20\%, \quad (3.6)$$

$$\alpha_{\text{ав.рез}\Sigma} \geq 8\%. \quad (3.7)$$

Для определения потребности в средствах компенсации реактивной мощности в проектируемой энергосистеме целесообразно составлять баланс по реактивной мощности. При этом необходимо соблюдать соответствие между активной и реактивной мощностями в обменных потоках с соседней энергосистемой. *Следует обеспечить по возможности более высокий коэффициент мощности обменного потока.*



3.2. Выбор номинального напряжения электрических сетей

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на ее технические характеристики и экономические показатели [2, 4–6].

При повышении номинального напряжения сети достигается:

- снижение потерь мощности и электроэнергии в элементах сетей, что приводит к снижению эксплуатационных расходов;
- уменьшение сечений проводов линий электропередачи и, соответственно, расхода металла;
- увеличение предельных передаваемых мощностей по линиям электропередачи, что облегчает решение задач развития электрической сети.

С другой стороны, при повышении номинального напряжения сети увеличиваются капитальные вложения в сооружение сети. Сооружение сети меньшего номинального напряжения требует меньших капитальных вложений, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии, и, кроме того, такая сеть обладает меньшей пропускной способностью. Таким образом, важность правильного выбора класса номинального напряжения сети при ее проектировании очевидна. Номинальные междуфазные напряжения электрических сетей приведены в табл. 3.2 [8–11].

Таблица 3.2

Номинальные междуфазные напряжения, кВ

Сети и электроприемники	Генераторы, синхрон. компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
0,22	0,23	0,22	0,23	–	–	0,24
0,38	0,4	0,38	0,4	–	–	0,42
0,66	0,66	0,66	0,66	–	–	0,72
(3)**	(3,15)	(3)/*(3,15)	(3,15)и (3,3)	–	(3,15)и (3,3)	(3,6)
6	6,3	6/6,3	6,3 и 6,6	6/6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10/10,5	10,5 и 11	10/10,5	10,5 и 11	12
15	15,75	15,75	–	(15,75)	–	16,5

Окончание табл. 3.2

Сети и электроприемники	Генераторы, синхрон. компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
20	21	20	22	20/21	22	24
35	—	35	38,5	35 и 36,5	38,5	40,5
110	—	—	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)	—	—	(165)	220 и 230	(158)	(172)
220	—	—	242	330	230 и 242	252
330	—	330	347	500	330	363
500	—	500	525	750	—	525
750	—	—	787	750	—	787
1150	—	—	—	1150	—	1200

* в знаменателе указаны номинальные напряжения трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов;

** напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, расположения их относительно друг друга, географического района развития сети, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

Определение наиболее экономичного класса номинального напряжения сети может быть выполнено в зависимости от величины передаваемой мощности P_{\max} и расстояния L , на которое передается эта мощность [4–6, 8–11]. Рациональное напряжение выбирается исходя из полученного распределения потоков мощности и протяженности участков сети. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое она передается, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Номинальное напряжение можно приближенно оценить одним из следующих способов:

- по кривым, приведенным на рис. 3.1 [8];
- по эмпирическим выражениям (3.8–3.11);
- по пропускной способности и дальности передачи линий, показанным в табл. 3.3 [8, 9].

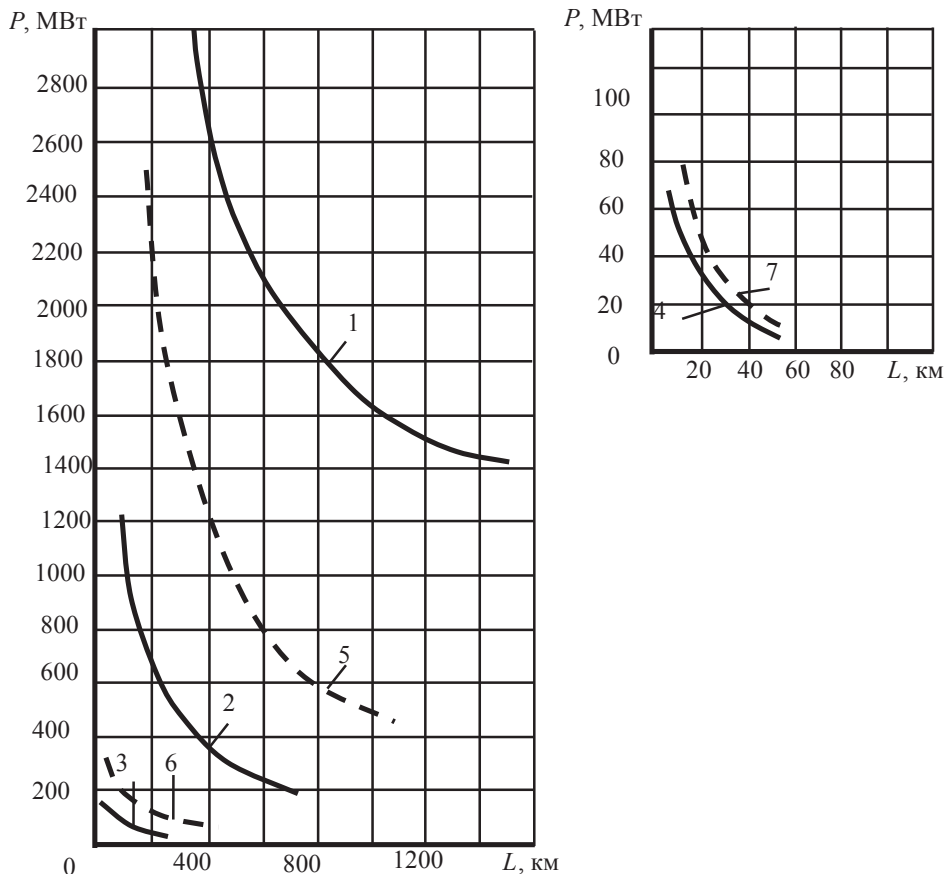


Рис. 3.1. Границы равной экономичности номинальных напряжений сети:
 1 – 1150 и 500 кВ; 2 – 500 и 220 кВ; 3 – 220 и 110 кВ; 4 – 110 и 35 кВ; 5 – 750 и 330 кВ;
 6 – 330 и 150 кВ; 7 – 150 и 35 кВ

Кривые, приведенные на рис. 3.1, характеризуют экономически целесообразные области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Это обобщающие зависимости, построенные в результате сравнения приведенных затрат для многочисленных вариантов развития сети с разными мощностями нагрузок, длинами и напряжениями линий электропередачи. Как правило, в одном географическом районе применяется не вся шкала номинальных напряжений, а одна из двух систем напряжений: 35–110–220–500–1150 кВ или 35–110(150)–330–750 кВ, причем возможно исключение какого-либо из классов напряжений [5]. На рис. 3.1 приведены кривые, которые ориентировочно характеризуют границы равной экономично-

сти двух смежных номинальных напряжений для указанных систем (кривые 1–4 и 5–7). Например, точки кривой 2 соответствуют значениям мощностей и длин линий, для которых равноэкономичны варианты сети при напряжениях 220 и 500 кВ. Ниже кривой 2 расположена область значений мощностей и длин линий, для которых более экономично напряжение 220 кВ, выше кривой 2 — более экономично напряжение 500 кВ.

Экономически выгодный класс номинального напряжения сети (кВ) при длине линий электропередачи L не более 250 км и передаче мощности P_{\max} (МВт) не более 60 МВт можно предварительно определить по формуле Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \sqrt{L + 16P_{\max}}. \quad (3.8)$$

В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P_{\max} (100 + 15\sqrt{L})}. \quad (3.9)$$

Формула Г. А. Илларионова дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500 / L + 2500 / P_{\max}}}. \quad (3.10)$$

Формула, выражающая эмпирическую зависимость уровня напряжения сети от передаваемой мощности и протяженности линии:

$$U_{\text{ном}} = 16 \cdot \sqrt[4]{P_{\max} \cdot L}. \quad (3.11)$$

Результатом расчета по приведенным выше формулам является некоторое нестандартное рациональное напряжение, поэтому после расчета обычно намечают два ближайших стандартных напряжения (одно больше рационального и одно меньше рационального).

В табл. 3.3 [8, 9] приведены характеристики пропускной способности и дальности передачи мощности по одноцепным линиям 110–1150 кВ.

С их помощью по длине линии и передаваемой по ней мощности достаточно легко установить для нее границы экономически целесообразного класса номинального напряжения.

При составлении табл. 3.3 учтен опыт проектных институтов [5, 9, 12] по проектированию линий электропередачи различных номинальных

напряжений и приведены наиболее часто применяемые сечения проводов линий электропередачи, практика их выбора и фактическая средняя длина воздушных линий. Следует заметить, что номинальное напряжение, равное 400 кВ, является нестандартным и мало распространено. Согласно приведенным данным можно отметить, что передаваемая мощность, определенная на основании опыта проектирования, для средних сечений проводов близка к натуральной мощности электропередачи или совпадает с ней.

Таблица 3.3

Пропускная способность и дальность передачи мощности по линиям 110–1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральная	при плотности тока 1,1 А/мм ^{2*}	предельная при КПД = 0,9	средняя (между соседними ПС)
110	70–240	30	13–45	80	25
150	150–300	60	38–77	250	20
220	240–400	135	90–150	400	100
330	2×240–2×400	360	270–450	700	130
400	3×300–3×400	500	620–820	1000	180
500	3×300–3×500	900	770–1300	1200	280
750	5×300–5×400	2100	1500–2000	2200	300
1150	8×300–8×500	5200	4000–6000	3000	—

* Для воздушных линий 750–1150 кВ при плотности тока 0,85 А/мм².

При увеличении передаваемой мощности, как видно из рис. 3.1, экономически целесообразная дальность передачи уменьшается. Предельная дальность передачи для каждого класса номинального напряжения соответствует наименьшей передаваемой мощности. Фактическая дальность передачи для линий всех напряжений, как правило, значительно ниже предельной. Средняя дальность передачи отличается от средней длины линии и определяет среднее расстояние, на которое передается электроэнергия на данном напряжении. Среднюю дальность передачи можно оценить как половину средней длины линии соседнего высшего для данной шкалы класса напряжения, которая характеризует расстояние между центрами питания рассматриваемой сети. Например, средняя дальность электропередачи по сети 220 кВ равна половине средней длины линии 500 кВ, то есть 140 км.

Определение классов номинальных напряжений вариантов проектируемой сети должно производиться с учетом географического расположения района [4–6, 9]. Так, классы напряжений 110 кВ и ниже могут быть применены для развивающейся распределительной сети в любой географической зоне и на территории любой ОЭС. Напряжение 150 кВ может использоваться для распределительных сетей при развитии их в районах северо-запада европейской части России, а напряжения 330–750 кВ — для развития системообразующей сети и создания центров питания сети 150 кВ в этих районах. В остальных регионах для развития системообразующей сети и создания центров питания сети 110 кВ можно использовать напряжения 220–500–1150 кВ. Указанные обстоятельства обусловлены исторически сложившимися тенденциями развития электрических сетей. Выбор вариантов развития электрических сетей на номинальных напряжениях, которые не используются в данном районе, приведет к необходимости использования дополнительных трансформаторных связей и существенно понизит экономичность данного варианта.

Указанные три способа позволяют определить по величине передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается, лишь ориентировочное значение номинального напряжения сети. После определения ориентировочного значения необходимо для каждой конкретной сети наметить ограниченное число вариантов различных номинальных напряжений для их последующего технико-экономического сравнения.

При разработке вариантов развития системообразующей сети рекомендуется использовать не более двух классов номинальных напряжений, так как в противном случае это приведет к необходимости использования дополнительных трансформаторов и снизит экономичность и надежность вариантов [4–6]. При необходимости можно использовать на отдельных участках сети вставки другого класса напряжений. Например, в сети напряжением 220 кВ могут быть вставки из линий 500 кВ.

Обычно сначала определяют номинальное напряжение головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

Следует учитывать, что допускается временная эксплуатация линий, выполненных в габаритах одного напряжения, на более низком классе напряжения. Это обстоятельство может быть использовано при



формировании вариантов поэтапного развития электрической сети при его экономической целесообразности.

В результате сравнения вариантов по экономическому критерию можно обоснованно выбрать номинальное напряжение всей сети или отдельных ее участков. При разнице оценок использования различных номинальных напряжений по экономическому критерию менее 5 % предпочтение отдается варианту использования более высокого класса номинального напряжения сети.

3.3. Разработка рациональной конфигурации электрических сетей

.....

Как уже было отмечено в разделе 2, оптимизация конфигурации электрической сети заменяется решением задачи сравнительной технико-экономической эффективности совокупности вариантов. Разработка конкурентоспособных вариантов развития электрической сети включает выбор класса напряжения сети и определение ее конфигурации на конечный этап развития нагрузок и электростанций энергосистемы. При этом следует предусматривать рациональные варианты поэтапного строительства линий электропередачи в соответствии с динамикой роста нагрузок.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, при котором для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший [4–6, 9]. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью. Намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения схемы, например на каждом последующем участке поток электроэнергии должен быть направлен от источника.

При составлении вариантов конфигурации электрической сети следует отдавать себе отчет в том, что при повариантном сопоставлении схем развития сети всегда имеется вероятность выпустить из рассмотрения оптимальный вариант. Поэтому при разработке конкурентоспособных вариантов конфигурации сети следует по возможности придерживаться следующих принципов оптимальности.

1. Сеть должна быть как можно короче географически, это улучшает показатели вариантов развития сети по экономическому и экологическому критериям проектирования.
2. Электрический путь от источников к потребителям целесообразно делать как можно короче, что снижает потери электроэнергии в сети и улучшает показатели вариантов по экономическому критерию. При этом нужно помнить, что электрический путь сокращается (увеличивается) при увеличении (уменьшении) числа параллельных цепей линий электропередачи.
3. Существующая сеть должна быть загружена. Загрузка экономически эффективна, так как для существующей сети не требуется капитальных вложений, если нет нужды в ее усилении. При необходимости усиления существующих линий усиление выполняется тем же сечением провода, которым выполнена существующая линия. При невозможности усиления существующих линий тем же сечением провода требуется замена сечений проводов на всех параллельных линиях, включая существующую линию.
4. Варианты развития электрической сети должны удовлетворять критерию надежности электроснабжения потребителей. Содержание требований к вариантам развития электрической сети по критерию надежности:
 - потребители I категории надежности электроснабжения должны питаться от двух независимых источников. Применительно к сети это означает, что к нагрузкам I категории должно подходить не менее двух линий. Если это две параллельные линии, то они должны быть одноцепными. В виде исключения в качестве независимых источников могут рассматриваться отдельно работающие системы шин одной подстанции. Вообще же резервирование двумя линиями, проходящими по одной трассе, не должно рассматриваться как высоконадежное и может применяться для снабжения потребителей первой категории лишь при соответствующем обосновании;
 - потребители II категории также должны получать питание по двум линиям, поскольку питание электроприемников II категории по одной линии допускается только в том случае, если обеспечена возможность проведения ремонта линии в течение суток. При этом ограничение электроснабжения потребителей II категории обычно приводит к ущербу, превышаю-



- щему стоимость сооружения резервной цепи;
- питание электроприемников III категории допустимо по одной линии при технико-экономическом обосновании такого варианта, то есть при учете ущерба от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания;
 - замкнутая схема приравнивается по надежности к системе электроснабжения по двум одноцепным линиям.
5. В послеаварийных ситуациях, связанных с отключением линии, повреждением опоры двухцепной линии или отключением блока на электростанции, существующие и вновь проектируемые линии не должны перегружаться больше допустимого. Проверка в этих условиях производится по допустимому току.
6. Разработку конкурентоспособных вариантов конфигурации сети следует начинать с рассмотрения наиболее простых схем, требующих для создания сети наименьшего количества линий и электрооборудования подстанций и, соответственно, наименьших капитальных вложений. К числу таких вариантов относятся схемы сетей магистрального и замкнутого типов.
- Наряду с наиболее простыми схемами следует рассмотреть и варианты схем с увеличенными капиталовложениями на сооружение линий и подстанций для достижения большей эксплуатационной гибкости схемы или повышенной надежности электроснабжения. К числу таких схем относятся смешанные магистрально-радиальные схемы со сложнозамкнутыми контурами.
7. К использованию наиболее сложных и дорогих схем сетей следует переходить лишь в тех случаях, когда более простые схемы неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечениях проводов, необходимых по допустимому нагреву; при неприемлемых потерях напряжения и т. п.).

После разработки совокупности рациональных вариантов, в каждом из которых обеспечиваются технические возможности надежного и качественного электроснабжения потребителей электроэнергии при соблюдении ограничений по экологическому критерию и с учетом факторов перспективности вариантов, социального и других, выполняется проектирование электрической сети. Проектирование заключается в выборе сечений линий электропередачи, схем распределительных устройств и наиболее капиталоемкого оборудования подстанций в каждом из вариантов конфигурации сети.

Выбранная схема развития электрической сети (радиальная, магистральная, замкнутая, смешанная) в значительной степени влияет на схемы распределительных устройств подстанций. Поэтому при оценке технико-экономических показателей вариантов сети и выборе наиболее целесообразного варианта электроснабжения необходимо учитывать стоимость оборудования распределительных устройств подстанций того же класса напряжения, на котором проектируется электрическая сеть [8–11]. С этой целью для каждого варианта схемы развития сети нужно наметить и схемы электрических соединений подключенных подстанций. При выборе схем электрических соединений подстанций следует учесть, что типы трансформаторов и схемы распределительных устройств других классов напряжений не зависят от варианта развития электрической сети. Следовательно, при сопоставлении вариантов развития сети необходимо учитывать только схемы распределительных устройств того класса напряжения, на котором проектируется электрическая сеть. Главные схемы электрических соединений подстанций и требования к ним приведены в [17].

Выбор наиболее рационального варианта из совокупности конкурентоспособных вариантов выполняется по экономическому критерию [4–6]. Критерием, которому должен удовлетворять вариант, считающийся наиболее целесообразным, является условие минимума принятого экономического функционала. В тех случаях, когда различие в значениях экономического функционала вариантов лежит в пределах точности задания исходных данных (в 5 %-м интервале) при соблюдении ограничений по экологическому критерию и с учетом факторов перспективности вариантов, социального и других, принимаются во внимание дополнительные показатели и практические соображения. К их числу, например, могут быть отнесены удельные капитальные вложения, себестоимость передачи энергии, расход металла на сооружение сети, удобство организации работ по ее сооружению, возможность введения сети в работу несколькими очередями, удобство эксплуатации и другие. Следует отметить, что многие из дополнительных критериев допускают количественную технико-экономическую оценку. В этих случаях соответствующие показатели должны быть по возможности внесены в расчеты принятого экономического функционала.

Наиболее целесообразный вариант конфигурации электрической сети принимается для дальнейшей детальной проработки и последующей практической реализации.



4. Выбор сечений линий электропередачи

4.1. Принципы выбора сечений проводов и кабелей

Основным принципом выбора при проектировании сечений проводов и кабелей линий электропередачи должен быть принцип экономической целесообразности варианта электрической сети, для сооружения которой эти линии предназначаются. Количественной характеристикой этого условия служит минимальное значение используемого экономического функционала на сооружение и эксплуатацию линии сети, выполненной выбранными проводами и кабелями [4–6, 8–11].

Провода и кабели различаются материалом и номинальным сечением токоведущей части, поэтому при проектировании выбираются сечения проводов и кабелей, а также материал, из которого они должны быть выполнены.

Для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше применяются сталеалюминевые провода марок АС, АСО, реже АСУ. Сети с меньшими номинальными напряжениями чаще выполняются алюминиевыми проводами. С учетом этих условий, отражающих имеющийся опыт проектирования, выбору подлежат лишь сечения проводов воздушных линий.

Согласно [2] выбор сечений линий электропередачи постоянного и переменного токов напряжением 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей выполняется на основе технико-экономических расчетов.

При проектировании кабельных линий электропередачи необходимо решать одновременно задачи выбора материала и сечения линии. В качестве материала токоведущей части кабелей могут использоваться алюминий и медь.

При выборе проводов и кабелей по условию экономической эффективности принимаются во внимание нормальные длительные рабочие режимы электрических сетей. Как правило, к таким режимам относятся нормальные режимы максимальных нагрузок, однако для отдельных линий максимальная длительная их загрузка может наступить в режиме минимальных нагрузок. Таким примером может быть режим работы линии связи между районом, характеризующимся избыточной генерацией и электростанциями с неизменными графиками работы, и остальной электрической системой. Очевидно, что по линии связи в режиме минимальных нагрузок передается большая мощность, чем в максимальном, такой режим является нормальным рабочим режимом и его следует принимать в качестве расчетного.

При выборе сечений проводов и кабелей приходится учитывать ограничения по нагреву и по потере напряжения.

По условиям допустимого нагрева должны проверяться при проектировании сечения всех сетей независимо от их конструктивного выполнения и назначения [4–6]. Проверке подвергаются сечения, выбранные как по экономическому критерию, так и по другим условиям, например по критерию качества. При проверке по нагреву рассматриваются нормальные, ремонтные режимы или послеаварийные режимы, в которых по проектируемой линии длительно протекают наибольшие токи.

Требования поддерживать необходимый уровень напряжения на шинах потребителей влияют на выбор сечений проводов и кабелей, особенно эта проблема возникает в местных сетях при ограниченном применении устройств регулирования напряжения. Поэтому при выборе сечений проводов и кабелей местных сетей необходимо обеспечить такую максимальную потерю напряжения в них, чтобы она не превосходила допустимого значения, что является условием обеспечения потребителей электроэнергией требуемого качества.

При проектировании районных сетей ограничение по потере напряжения не учитывается. Объясняется это прежде всего тем, что потребители электроэнергии связаны с линиями районной сети трансформаторами и автотрансформаторами, способными регулировать напряжение в распределительных сетях. Другой причиной является сравнительно малая зависимость потерь напряжения от сечений проводов в таких сетях, поскольку в сетях напряжением 35 кВ и выше потери напряжения определяются реактивными сопротивлениями,

которые практически не зависят от сечений. Указанные причины позволяют при выборе сечений проводов линий районных сетей отказаться от учета ограничения, связанного с сохранением допустимой потери напряжения в сети.

В сетях 110 кВ и выше при проектировании передачи воздушными линиями принимаются во внимание другие ограничения. Одно из них определяется необходимостью предотвращения развития коронного разряда на проводах.

Характеристики короны определяются величиной напряженности электрического поля на поверхности провода, которая при прочих равных условиях зависит от кривизны этой поверхности и, следовательно, от диаметра провода. При малых диаметрах напряженность электрического поля велика, увеличение диаметра может снизить величину этой напряженности до значений, при которых корона либо вообще не развивается, либо проявляется в незначительной степени.

В ПУЭ указаны минимально допустимые диаметры проводов воздушных линий, выполненных сплошными проводами [2]:

- для линии напряжением 110 кВ — 11,3 мм;
- для линий 150 кВ — 15,2 мм;
- для линий 220 кВ — 21,6 мм.

Ограничение минимально допустимых диаметров сталеалюминиевых проводов воздушных линий сводится к ограничению минимальных сечений для различных классов номинальных напряжений:

- для линии напряжением 110 кВ — АС-70;
- для линий 150 кВ — АС-120;
- для линий 220 кВ — АСО-240.

Для линий 330, 500, 750 и 1150 кВ, выполняемых расщепленными проводами, правилами вводится требование обеспечить соответствующим выбором диаметра и числа проводов в фазе напряженность электрического поля, не превышающую 26 кВ/см.

Провода воздушных линий электрической сети испытывают значительные механические нагрузки. Уменьшение диаметра проводов сверх определенных значений может привести к их обрыву, поэтому вводится ограничение для диаметров проводов воздушных линий и по условию механической прочности.

Следует отметить, что для определения сечений по различным условиям можно использовать несколько методик, дающих один и тот же результат.

Первая методика предполагает нахождение стандартного сечения по каждому условию и дальнейший выбор наибольшего из них.

Вторая заключается в первоначальном выборе сечения проводника по одному, наиболее определяющему условию, например по экономическому критерию, и в дальнейшей проверке этого сечения по другим условиям, например по допустимой потере напряжения или по нагреву.

На практике обычно применяется более простая вторая методика. При ее использовании важное значение имеет определение *основного условия*, в соответствии с которым первоначально выбирается сечение. Это условие зависит от характера сети и нагрузки и может быть различным для системообразующих, распределительных, городских, промышленных и сельских сетей.

В системообразующих и распределительных сетях 35 кВ и выше выбор сечений выполняется по условию экономичности, при этом ограничения по допустимым потерям напряжения и нагреву обычно заведомо выполняются.

Особенности выбора сечений в распределительных сетях 0,38–20 кВ обусловлены необходимостью одновременно учитывать при выборе сечений условия экономичности, допустимых потерь напряжения и нагрева.

С учетом опыта проектирования сечения в сетях 6–20 кВ определяются по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ и по допустимому нагреву. Сечения в сетях до 1 кВ определяются только по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ и по допустимому нагреву [4–6, 9].

4.2. Выбор сечений по экономическому критерию

4.2.1. Обзор методов выбора сечений по экономическому критерию

Классический подход к выбору сечений воздушных и кабельных линий электропередачи по экономическому критерию основан на использовании методов экономической плотности тока или экономических токовых интервалов сечений [4–6]. Оба упомянутых метода разработаны на базе одного экономического критерия проектирования

электрической сети — статических приведенных затрат. Представление экономического критерия в виде статических приведенных затрат не соответствует современным экономическим отношениям, поэтому приведенные в справочной литературе числовые характеристики экономической плотности тока и экономических интервалов сечений не могут быть использованы при проектировании в чистом виде и должны быть подвержены корректировке.

Корректировка экономических токовых интервалов сечений должна быть выполнена с учетом ценовых интервалов удельных капитальных вложений в сооружение электрической сети и удельных затрат на компенсацию потерь электроэнергии, которые в настоящее время в условиях инфляции определить практически невозможно.

Определение объективного значения экономической плотности тока невозможно по тем же причинам, однако можно воспользоваться опытом проектирования. Анализ реальных, уже реализованных или находящихся на этапе конкретного проектирования, проектов развития электрических сетей различных классов номинального напряжения показал, что значения экономической плотности тока имеют тенденцию к некоторому снижению по сравнению с используемыми ранее нормативными значениями. Это явление наблюдается, несмотря на снижение сроков окупаемости объектов, что, согласно классической теории, должно способствовать росту экономической плотности тока. Следует отметить, что четкого обоснования причин снижения экономической плотности тока на вновь проектируемых линиях нет и оно, скорее всего, объясняется пожеланиями заказчиков проектов и снижением номенклатуры сечений проводов.

С учетом изложенного в настоящее время наиболее перспективным является использование экономической плотности тока с выбором ближайшего большего к экономическому сечения воздушных и кабельных линий электропередачи. Это позволит учесть тенденцию к снижению значения экономической плотности тока по сравнению с нормативными значениями.

Согласно [2, п. 1.2.25] выбор сечений проводников выполняется по экономической плотности тока в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки.

Ниже приведено изложение классических методов выбора сечений проводника по экономической плотности тока и методом экономических токовых интервалов сечений.

4.2.2. Метод экономической плотности тока

Для рассмотрения понятия экономической плотности тока [4–6, 8, 9] необходимо выполнить анализ составляющих аналитического выражения экономического критерия проектирования. Выбор вида экономического критерия хотя и определяет величину экономической плотности тока, не влияет на сущность самого понятия. Поэтому понятие экономической плотности тока рассматривается с использованием простейшего экономического критерия — статических приведенных затрат.

Статические приведенные затраты на сооружение 1 км линии электропередачи можно найти по выражению, аналогичному (2.20):

$$Z_{уд} = E_n \cdot K_{уд} + I_{уд}, \quad (4.1)$$

где $K_{уд}$ — единовременные удельные капитальные вложения в сооружение 1 км линии электропередачи; $I_{уд}$ — ежегодные эксплуатационные издержки на линию; E_n — коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

Удельные капитальные вложения в первом приближении можно записать в виде суммы двух составляющих: $K'_{уд}$ — расходов, не зависящих от сечения проводов и связанных с выполнением изысканий, проектированием, прокладкой дорог, подготовкой трассы и других работ; $K''_{уд}$ — расходов, зависящих от сечения проводов F и стоимости самих проводов:

$$K_{уд} = K'_{уд} + K''_{уд} \cdot F. \quad (4.2)$$

Удельные ежегодные эксплуатационные издержки включают амортизационные отчисления и издержки на компенсацию потерь электроэнергии в линии:

$$I_{уд} = I_{ам} + I_{\Delta W} \quad (4.3)$$

Как было показано в разделе 2, ежегодные амортизационные отчисления зависят от норматива отчислений $\alpha_{ам}$ и капитальных вложений в линию $K_{уд}$, тогда

$$I_{ам} = (K'_{уд} + K''_{уд} \cdot F) \cdot \alpha_{ам}, \quad (4.4)$$

Удельные ежегодные издержки на компенсацию потерь электроэнергии, согласно (2.7) и (2.10), (2.12):

$$I_{\Delta W} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_0 \cdot \tau \cdot \beta = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta, \quad (4.5)$$

здесь I_{\max} — максимальный ток по линии в нормальном режиме, кА; $R_0 = \rho / F$ — удельное активное сопротивление линии, Ом/км, зависящее от ρ — удельного сопротивления материала и F — сечения провода; τ — число часов максимальных потерь проектируемой сети; β — удельная стоимость потерь энергии.

Суммарные удельные ежегодные эксплуатационные издержки на линию, влияющие на выбор сечения провода, тогда будут составлять

$$И_{\text{уд}} = (K'_{\text{уд}} + K''_{\text{уд}} \cdot F) \cdot \alpha_{\text{ам}} + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta. \quad (4.6)$$

Удельные статические приведенные затраты определяются суммированием удельных капитальных вложений и ежегодных удельных издержек в линию с проводом сечения F :

$$З_{\text{уд}} = (K'_{\text{уд}} + K''_{\text{уд}} \cdot F) \cdot E_{\text{н}} + (K'_{\text{уд}} + K''_{\text{уд}} \cdot F) \cdot \alpha_{\text{ам}} + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta \quad (4.7)$$

или

$$З_{\text{уд}} = (K'_{\text{уд}} + K''_{\text{уд}} \cdot F) \cdot (E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta = З_1 + З_2. \quad (4.8)$$

На рис. 4.1 показаны зависимости двух составляющих приведенных затрат $З_1$ и $З_2$ в виде функций сечения провода F , а также графическая зависимость суммарных приведенных затрат от сечения $З_{\text{уд}} = f(F)$, которая наглядно иллюстрирует существование некоторого сечения, при котором функция статических приведенных затрат имеет минимум.

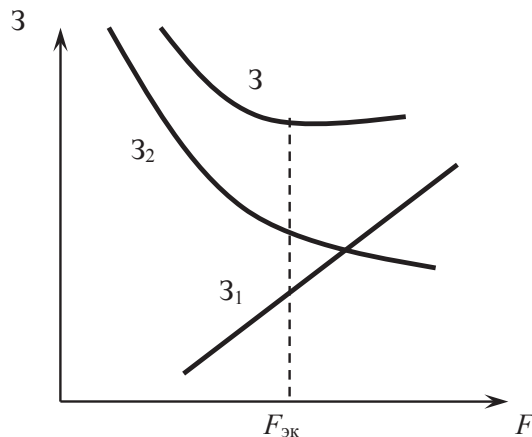


Рис. 4.1. Зависимость приведенных затрат от сечения проводов линии

Экономическое сечение провода $F_{\text{эк}}$, соответствующее минимуму удельных приведенных затрат, можно найти, продифференцировав выражение (4.8) по F и приравняв результат к нулю. Таким образом,

$$\frac{\partial \mathcal{Z}_{\text{уд}}}{\partial F} = (E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) \cdot K''_{\text{уд}} + 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot \tau \cdot \beta \cdot \rho \cdot \frac{1}{F^2} = 0. \quad (4.9)$$

Тогда

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{max}} \sqrt{\frac{3 \cdot \tau \cdot \beta \cdot \rho}{(E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) \cdot K''_{\text{уд}}}}. \quad (4.10)$$

Анализ показывает, что характеристика $\mathcal{Z}_{\text{уд}} = f(F)$ не имеет ярко выраженного минимума и изменение приведенных затрат при некотором отклонении сечения от значения $F_{\text{эк}}$, соответствующего $\mathcal{Z}_{\text{уд}} = f(F) = \min$, незначительно. Учитывая это обстоятельство, можно принимать решение об окончательном выборе сечения линии либо ближайшего меньшего или ближайшего большего к экономическому $F_{\text{эк}}$. Выбор ближайшего к $F_{\text{эк}}$ большего или меньшего сечения линии при проектировании зависит от поставленных целей.

Выбранное по выражению (4.10) сечение $F_{\text{эк}}$ называется *экономическим*. Ему соответствует определенная плотность тока в проводе $j_{\text{эк}}$, которая называется *экономической плотностью тока*. Экономическая плотность тока — это отношение наибольшего протекающего в линии тока в нормальном режиме к экономическому сечению:

$$j_{\text{эк}} = I_{\text{max}} / F_{\text{эк}}. \quad (4.11)$$

Экономическая плотность тока с учетом (4.10) может быть выражена как

$$j_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{(E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) \cdot K''_{\text{уд}}}{3 \cdot \tau \cdot \beta \cdot \rho}}. \quad (4.12)$$

Как видно из выражения (4.12), экономическая плотность тока при прочих равных условиях имеет меньшие значения для проводов с большим удельным сопротивлением и для нагрузки с большим числом часов максимальной мощности, как известно рост T_{max} сопровождается увеличением τ .

Экономическая плотность тока зависит также от стоимости потерь энергии, стоимости сооружения линии, нормы амортизации

онных отчислений, а также от E_n — коэффициента сравнительной эффективности капитальных вложений (или срока окупаемости $T_{ок}$ линии, так как $T_{ок} = 1 / E_n$). Эти величины меняются с развитием энергетики и зависят от состояния экономики и технической политики в данный период времени. При снижении сроков окупаемости объектов происходит увеличение составляющей удельных приведенных затрат Z_1 и снижение значения экономического сечения $F_{эк}$.

Выражение (4.12) приведено для понимания сути экономической плотности тока и не используется для определения $j_{эк}$. Согласно [2, 4–6, 9], экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки, нормативные значения $j_{эк}$ приведены в табл. 4.1.

При выборе сечения кабельных и воздушных линий электропередачи по экономической плотности тока в ПУЭ рекомендуется использовать не просто максимальный нагрузочный ток, как в выражении (4.11), а расчетную токовую нагрузку, учитывающую изменения нагрузки по годам эксплуатации линии, и также число часов использования наибольшей нагрузки. Расчетная токовая нагрузка используется и при выборе сечений воздушных линий 35–220 кВ.

Таблица 4.1

Нормативное значение экономической плотности тока

Вид проводника	Экономическая плотность тока $j_{эк}$, А/мм ² при числе часов использования максимума		
	$T_{max} < 3000$ ч	$3000 \leq T_{max} \leq 5000$ ч	$T_{max} > 5000$ ч
Неизолированные провода и шины:			
	медные	2,5	2,1
алюминиевые	1,3	1,1	1,8
Кабели с бумажной и про- вода с резиновой и полихлор- виниловой изоляцией жилы:			
	медные	3,0	2,5
алюминиевые	1,6	1,4	2,0
Кабели с резиновой и по- лихлорвиниловой изоляци- ей жилы:			
	медные	3,5	3,1
алюминиевые	1,9	1,7	2,7

Расчетная токовая нагрузка линии $I_{\text{расч}}$ определяется по выражению

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T, \quad (4.13)$$

где I_{max} — ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчета режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы; α_1 — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; α_T — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной мощности нагрузки линии T_{max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы K_{max} .

Для линий 110–220 кВ значение α_1 принимается равным 1,05, для линий более высоких классов напряжений этот коэффициент определяется по специальным выражениям, а коэффициент α_T — по справочным материалам в зависимости от T_{max} .

Практически для выбора сечения линии по экономической плотности тока сначала выбирается по табл. 4.1 величина экономической плотности тока, определяется расчетная токовая нагрузка линии в нормальном режиме, рассчитывается экономическое сечение по выражению

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{max}} / j_{\text{эк}} \quad (4.14)$$

и округляется до ближайшего стандартного сечения.

Несмотря на достоинство метода — простоту выбора сечений, классический метод экономической плотности тока обладает существенным недостатком, заключающимся в неоднозначности решения выбора сечения. Отсюда следует необходимость учета дополнительных условий по его снижению или увеличению сечения, если таких условий нет, то требуются дополнительные расчеты для сравнения двух вариантов стандартных сечений — большего и меньшего.

При выборе сечения ближайшего меньшего к $F_{\text{эк}}$ может быть уменьшен расход цветного металла без заметного увеличения приведенных затрат.

При выборе сечения ближайшего большего к $F_{\text{эк}}$ увеличивается пропускная способность линии и улучшается адаптация сети к росту нагрузок.

При учете современных экономических отношений, как указано выше, предпочтение обычно отдается ближайшему большему к экономическому сечению.

Экономическая плотность тока $j_{\text{эк}}$ в течение многих лет применялась для выбора сечений кабельных линий напряжением выше 1 кВ и воздушных линий 35–500 кВ. В настоящее время по экономической плотности тока выбирают сечения кабельных линий при $U_{\text{ном}} > 1$ кВ, а также воздушных линий 6–20 кВ.

Сечение проводов и кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проверяют по нагреву, по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, по механической прочности.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий с напряжением до 1 кВ при числе часов максимальной мощности до 4000–5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В;
- осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет [4–6, 9].

Сечение кабельных линий напряжением выше 1 кВ, выбранное по экономической плотности тока, проверяется по нагреву, по допустимым потерям и отклонениям напряжения, а также по термической стойкости при токах короткого замыкания.

Выбор экономически целесообразных сечений проводов с помощью нормированных значений экономической плотности тока позволяет унифицировать подход к проектированию, избежать разнохарактерности в оценках экономической эффективности. Однако использование экономической плотности тока не позволяет в полной мере учесть все влияющие факторы в каждом конкретном случае, поскольку для коэффициентов, определяющих единые экономические плотности тока, могут приниматься лишь некоторые средние обобщенные значения. Кроме того, использование нормированных экономических плотностей тока не позволяет принять во внимание характерную особенность современной практики строительства воздушных линий, заключающуюся в широком применении унифицированных типов опор.

Выбор сечений проводов по экономической плотности тока является прогрессивным методом, поскольку позволяет учитывать при выборе сечений капитальные вложения на сооружение линий и стоимость потерь электроэнергии в сети. Несмотря на указанное досто-

инство, применение экономической плотности тока для выбора сечений воздушных линий может привести к ошибкам, поскольку метод следует из не вполне обоснованных допущений.

Во-первых, выражение (4.12) для $j_{\text{эк}}$ получено в предположении линейной зависимости капитальных вложений в линию от ее длины. Линейная зависимость нарушается при переходе к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах. Промышленность изготавливает ограниченное количество унифицированных типов опор, каждый из которых предназначен для подвеса проводов только нескольких стандартных сечений. Очевидно, что изменение сечений в пределах, допускающих применение одного и того же типа опор, приводит к меньшему изменению приведенных затрат на линию, чем при переходе к следующему типу опор, требующему больше материалов и затрат для ее изготовления и монтажа. Кроме того, затраты на опоры составляют большую долю капитальных вложений, чем затраты на провод. Поэтому строительство некоторых воздушных линий 110 кВ с проводами меньшего сечения требует больших капитальных вложений, чем воздушных линий с проводами больших сечений. Например, одноцепная линия со стальными опорами с проводами сечением 70 мм² требует больших капитальных вложений, чем одноцепная линия с железобетонными опорами и с проводами сечением 120 мм².

Во-вторых, вывод выражения для $j_{\text{эк}}$ сделан с допущением о непрерывности шкалы сечений в выражении удельных приведенных затрат (4.8). В действительности сечения изменяются дискретно, а определить минимум дискретной функции затрат невозможно.

Третье допущение состоит в предположении, что в формуле затрат нормальный максимальный ток в линии I_{max} неизменен. Однако это не так, для разных линий нормальный максимальный ток различен и зависит от величин нагрузок, схемы сети и других факторов, и его в выражении затрат (4.8) следует считать переменной величиной. В этом случае экономическое сечение должно определяться не только из условия равенства нулю производной затрат по сечению, но также из условия равенства нулю производной затрат по нормальному максимальному току $\partial Z_{\text{уд}} / \partial I_{\text{max}} = 0$.

4.2.3. Метод экономических интервалов сечений

Метод *экономических интервалов сечений* позволяет однозначно выбрать сечения линий электропередачи и этим отличается от метода экономической плотности тока [4, 8, 12]. Классический метод экономических токовых интервалов сечений, так же как метод экономической плотности тока, опирается на использование статических приведенных затрат.

При проектировании электрической сети к моменту выбора сечений должны быть разработаны варианты конфигурации сети и намечены наиболее экономичные классы номинальных напряжений, следовательно, определена шкала возможных стандартных сечений линий электропередачи.

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора наиболее экономичных сечений проводов из совокупности возможных сечений линий можно построить следующим образом. Для различных стандартных сечений проводов воздушных линий различных классов номинальных напряжений (от 35 до 750 кВ) строятся зависимости удельных приведенных затрат на линию длиной 1 км от максимального тока I_{\max} нормального режима работы сети.

Для каждого сечения удельные приведенные затраты определяются по выражению (4.8), а именно:

$$Z_{\text{уд}} = (K'_{\text{уд}} + K''_{\text{уд}} \cdot F) \cdot (E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) + 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta.$$

Это выражение можно переписать в упрощенном виде:

$$Z_{\text{уд}} = A + B \cdot F + C \cdot I_{\max}^2 \cdot \frac{1}{F}, \quad (4.15)$$

где $A = (E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) \cdot K'_{\text{уд}}$, $B = (E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам}}) \cdot K''_{\text{уд}}$, $C = 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \beta$.

Если теперь расположить стандартные сечения линий электропередачи $F: F_1, F_2, \dots, F_n$ для некоторого выбранного класса номинального напряжения $U_{\text{ном}}$ в порядке убывания так, чтобы $F_1 < F_2 < \dots < F_n$, то можно построить зависимости удельных приведенных затрат для каждого стандартного сечения заданного класса номинального напряжения.

Значения коэффициентов A, B, C зависят от района проектирования, типов используемых опор, типов используемых проводов, числа

часов использования максимальной мощности и удельной стоимости потерь электроэнергии.

Как видно из выражения (4.15), зависимость удельных расчетных затрат от максимального тока нормального режима представляет собой уравнение параболы. Начало параболы находится на расстоянии $A + B \cdot F$ от начала координат. Крутизна ветви параболы зависит от C / F .

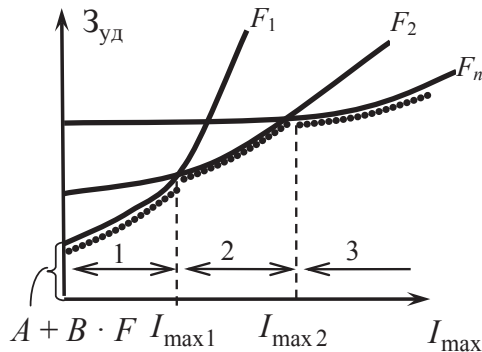


Рис. 4.2. Экономические интервалы сечений

При подстановке в формулу удельных затрат (4.15) значения меньшего стандартного сечения F_1 можно получить зависимость удельных затрат от максимального тока $Z_{\text{уд}} = f(I_{\max})$ при использовании этого сечения F_1 . Если теперь строить зависимость удельных приведенных затрат для сечения $F_2 > F_1$, то начало параболы будет на большем расстоянии от начала координат, так как $(A + B \cdot F_2) > (A + B \cdot F_1)$, а крутизна ветви параболы будет меньше, так как $(C / F_2) < (C / F_1)$. Аналогично можно построить совокупность зависимостей $Z_{\text{уд}} = f(I_{\max})$ для всей шкалы стандартных сечений $F_1 < F_2 < \dots < F_n$ заданного класса напряжения сети. Эта совокупность зависимостей $Z_{\text{уд}} = f(I_{\max})$ показана на рис. 4.2.

Наименьшие удельные приведенные затраты соответствуют нижней огибающей всех зависимостей $Z_{\text{уд}} = f(I_{\max})$, которая на рис. 4.2 выделена штриховой линией. Точки пересечения кривых $Z_{\text{уд}} = f(I_{\max})$ при некоторых значениях максимальных токов ($I_{\max 1}, I_{\max 2}, I_{\max 3}$) позволяют выделить интервалы экономичности каждого из сечений. Так, при-

менение сечения F_1 является экономичным на интервале 1 при величине максимальных токов, протекающих по линии от 0 до $I_{\max 1}$, применение сечения F_2 является экономичным на интервале 2 при протекающих максимальных токах от $I_{\max 1}$ до $I_{\max 2}$ и так далее.

Точки пересечения кривых $Z_{уд} = f(I_{\max})$ при значениях максимальных токов ($I_{\max 1}, I_{\max 2}, \dots$) соответствуют равной экономичности сечений соседних экономических интервалов. В такой ситуации следует выбрать большее сечение, если не появляется ограничение по использованию цветных металлов.

При использовании экономических интервалов тока, так же как и в методе экономической плотности тока, сечения проводов следует выбирать по расчетной токовой нагрузке линии $I_{\text{расч}}$, которая определяется по выражению (4.13).

Экономические интервалы тока для выбора сечений проводов воздушных линий 35–220 кВ приведены в справочных материалах в зависимости от класса номинального напряжения, расчетной токовой нагрузки, определенной по (4.13), района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии. Экономические интервалы тока приводятся в форме таблиц, составленных для всех стандартных сечений проводов при проектировании в четырех регионах нашей страны [8].

Если расчетная токовая нагрузка превышает верхнюю границу интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то надо рассмотреть варианты усиления сети. Это могут быть варианты сооружения дополнительной параллельной линии или сооружение линии на более высоком классе напряжения. Если расчетная токовая нагрузка меньше нижней границы интервала применения минимального сечения данного напряжения, то необходимо рассмотреть возможность использования линии более низкого класса напряжения.

В справочной литературе [8] приводятся экономические токовые интервалы для воздушных линий электропередачи по полной и сокращенной номенклатурам сечений, построенные на основе статических приведенных затрат в ценах планового периода экономики.

Аналогично экономическим интервалам токовых нагрузок для выбора сечений проводов воздушных линий могут быть построены экономические интервалы мощностей, передаваемых по линиям. Экономические интервалы мощности при полной и сокращенной

номенклатурам сечений также приводятся в форме таблиц в справочных материалах [8].

Экономические интервалы токов и мощностей подсчитаны для сечений, которые равны минимально допустимым сечениям по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны следует только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря.

Проверять по допустимым потерям и отклонениям напряжения сечения воздушных линий 35 кВ и выше не требуется, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий экономически нецелесообразно. Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

Упомянутые экономические интервалы не могут быть рекомендованы для выбора сечений линий при реальном проектировании.

Следует отметить, что метод экономических токовых интервалов сечений может применяться для выбора сечений после корректировки. При корректировке токовых интервалов следует учесть более современные представления о виде экономического функционала, а также зоны неопределенности удельных капитальных вложений в сооружение линий электропередачи и удельной стоимости потерь электроэнергии. Очевидно, что в этом случае границы экономических токовых интервалов получатся расплывчатыми и исчезнет однозначность решения по выбору сечений — главное преимущество метода экономических токовых интервалов по сравнению с методом экономической плотности тока.

4.3. Выбор сечений по критерию качества

.....

4.3.1. Принципы выбора сечений по критерию качества

Выбор сечений по критерию качества электроэнергии сводится к выбору сечений по допустимым потерям напряжения в сети.

Допустимые потери напряжения в сети — это такие потери напряжения, при которых в результате регулирования отклонения напряжения на зажимах всех потребителей электроэнергии не выходят за пре-

дела предусмотренных ГОСТ 321444–2013 технически допустимых значений. Допустимая потеря напряжения в сети всегда должна быть больше наибольшей потери напряжения или равна ей, таким образом, должно выполняться следующее условие:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{max}}. \quad (4.16)$$

Максимально допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ равна разности между напряжением источника питания и минимально допустимым напряжением в наиболее удаленном от источника узле нагрузки. Для выполнения требований по качеству электроэнергии необходимо выбрать такие сечения линии, чтобы *наибольшая потеря напряжения* ΔU_{max} в сети была меньше допустимой.

По условию допустимой потери напряжения выбирается такое наименьшее стандартное сечение $F_{\Delta U}$, которое удовлетворяет условию (4.16).

Потеря напряжения в сети ΔU определяется по известной формуле и зависит от потоков мощностей (активной P и реактивной Q), которые не могут быть изменены в процессе выбора сечений, и величин сопротивлений (активных R и реактивных X), которые можно изменить в процессе выбора сечения проводов и кабелей линий электропередачи [4–6, 15, 16]:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}. \quad (4.17)$$

При выборе сечений по критерию качества электроэнергии необходимо выполнить анализ зависимостей удельных активных и индуктивных сопротивлений проводов от их сечения, вид зависимостей приведен на рис. 4.3.

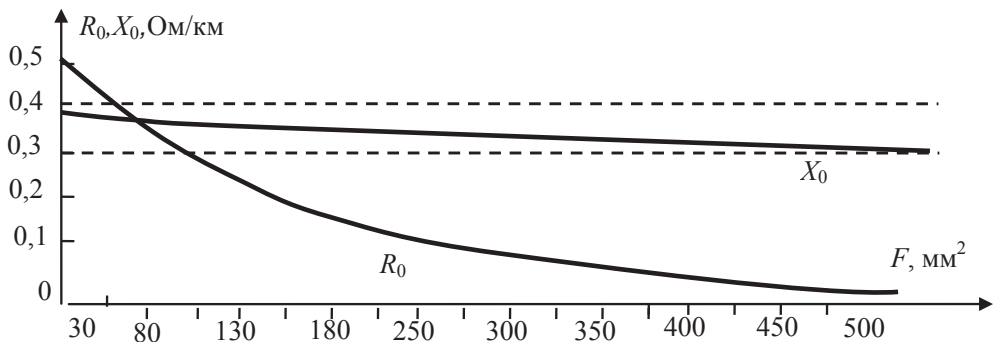


Рис. 4.3. Зависимости удельных активного и реактивного сопротивлений воздушных линий электропередачи от сечения

Удельное погонное активное сопротивление линий обратно пропорционально их сечению и при изменении сечения линий меняется существенно. Удельное погонное реактивное сопротивление зависит от конструктивного выполнения линий и мало меняется при изменении сечения линий, особенно при использовании унифицированных опор. Таким образом, изменение величины потери напряжения ΔU за счет изменения сечения можно выполнить только изменением активного сопротивления линий. Очевидно, что это можно сделать только в таких сетях, где используются сечения проводов, удельные активные сопротивления которых превышают удельные реактивные сопротивления или, по крайней мере, сопоставимы с ними.

В местных сетях, выполняемых линиями с проводами сравнительно небольших сечений, удельное активное сопротивление существенно превышает индуктивное, особенно это заметно для кабельных линий, $R_0 \gg X_0$. Поэтому выбор сечений проводов и кабелей местных сетей выполняется по критерию качества электроэнергии так, чтобы максимальная потеря напряжения в них не превосходила допустимого значения, что является условием обеспечения потребителей напряжением требуемого качества.

В распределительных сетях 0,38–20 кВ используются провода воздушных линий с сечением провода не более 70 мм². Как видно из рис. 4.3, удельные активные сопротивления проводов воздушных линий таких сечений выше удельных индуктивных сопротивлений, то есть $R_{\text{вл}0} \geq X_{\text{вл}0}$. Удельные активные сопротивления кабельных линий обычно выше удельных индуктивных $R_{\text{кл}0} > X_{\text{кл}0}$. Следовательно, изменение сечений линий существенно влияет на величину потери напряжения и может быть использовано для регулирования напряжения в распределительных сетях 0,38–20 кВ, поэтому сечения линий в таких сетях следует выбирать по условию (4.16) с учетом допустимых потерь напряжения в сети.

В питающих электрических сетях напряжением 110 кВ и выше для снижения вероятности образования короны на воздушных линиях электропередачи используются провода сечением не менее 120 мм². Как видно из рис. 4.3, удельные активные сопротивления проводов в питающих сетях существенно ниже удельных индуктивных сопротивлений, то есть $R_{\text{вл}0} < X_{\text{вл}0}$, а удельные индуктивные сопротивления проводов X_0 меняются мало при изменении сечения. Следовательно, изменение сечений линий слабо влияет на величину потери напряже-

ния и не может использоваться для регулирования напряжения в питающих сетях. Кроме того, в питающих сетях имеются другие широкие возможности регулирования напряжений и изменение сечений линий электропередачи с целью снижения потери напряжений экономически не оправдано, поэтому сечения линий в питающих сетях не выбираются по экономическому критерию с дальнейшей проверкой качества электроэнергии и выбором средств регулирования напряжений в сети [4–6].

Как указано в разделе 4.1, зачастую при выборе сечений, особенно в распределительных сетях 0,38–20 кВ, приходится одновременно учитывать условия экономичности, допустимых потерь напряжения и нагрева. При этом необходимо определить стандартные сечения по каждому условию и выбрать наибольшее из них.

Пояснить необходимость наибольшего из найденных стандартных сечений можно при сопоставлении сечений, выбранных по допустимой потере напряжения и по экономическому критерию.

Если выбирается стандартное сечение $F_{\text{ЭК}}^{\text{СТ}}$, определенное по экономическому критерию и имеющее большее значение, чем стандартное сечение $F_{\Delta U}^{\text{СТ}}$, определенное по допустимой потере напряжения, $F_{\text{ЭК}}^{\text{СТ}} > F_{\Delta U}^{\text{СТ}}$, то потери напряжения в такой линии будут меньше, чем при $F_{\Delta U}^{\text{СТ}}$ и не произойдет нарушения условия (4.16), то есть следует отдать предпочтение более экономичному варианту с большим стандартным сечением.

Если стандартное сечение $F_{\text{ЭК}}^{\text{СТ}}$, определенное по экономическому критерию, меньше $F_{\Delta U}^{\text{СТ}}$, то есть $F_{\text{ЭК}}^{\text{СТ}} < F_{\Delta U}^{\text{СТ}}$, то условие (4.16) нарушается, так как потеря напряжения по линии при выборе экономического сечения $F_{\text{ЭК}}^{\text{СТ}}$ будет больше допустимой. В этом случае, несмотря на неэкономичность варианта, следует выбирать большее стандартное сечение, найденное по допустимой потере напряжения.

Как показано на рис. 4.3, удельное реактивное сопротивление X_0 воздушных линий при изменении сечения изменяется мало, такая же закономерность наблюдается и при изменении сечений кабельных линий. Поэтому при выборе сечений в распределительных и местных сетях по допустимой потере напряжения удельные реактивные сопротивления считаются неизменными и равными средним значениям удельных реактивных сопротивлений данного вида проводников. Зна-

чения удельных реактивных сопротивлений, обычно используемых при выборе сечений, приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Значения удельных реактивных сопротивлений

Вид проводника	X_0 , Ом/км
Воздушные линии	0,4
Кабельные линии напряжением до 1 кВ	0,06
Кабельные линии напряжением 6–10 кВ	0,06

Выбор сечения по допустимой потере напряжения достаточно прост, если сеть имеет только один участок, такая сеть показана на рис. 4.4, а. Здесь сечение однозначно определяется максимально допустимой потерей напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}}. \quad (4.18)$$

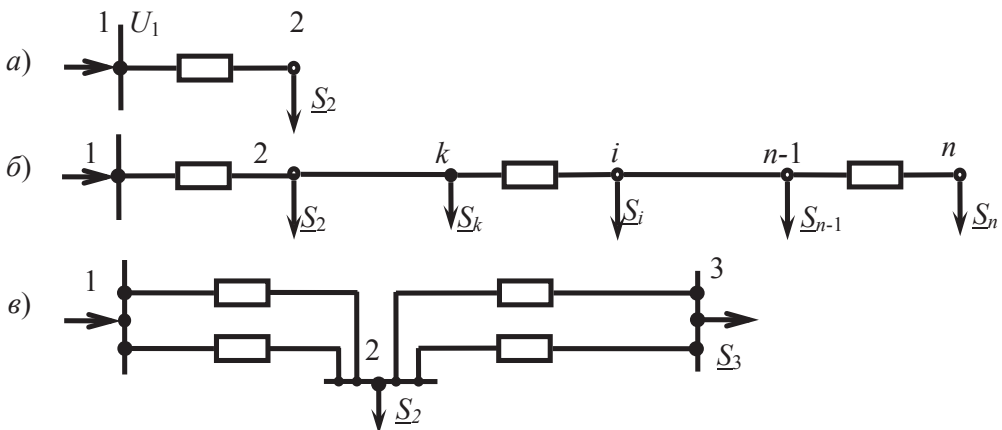


Рис. 4.4. Схема электрической сети:

- а) линия с одной нагрузкой; б) линия с n узлами;
в) двухцепная линия с тремя узлами

При известных значениях удельного реактивного сопротивления X_0 , длины линии l и необходимом числе параллельных цепей n легко найти полное реактивное сопротивление X , $X = X_0 \cdot l / n$.

Задаваясь значением допустимой потери напряжения, однозначно определяются максимально допустимые полное R_{max} и удельное $R_{0\text{max}}$ активные сопротивления проектируемой линии:

$$R_{\max} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}} - Q \cdot X_0 \cdot l/n}{P}, \quad (4.19)$$

$$R_{0\max} = \frac{R_{\max}}{l/n} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}} - Q \cdot X_0 \cdot l/n}{P \cdot l/n}. \quad (4.20)$$

По найденному значению максимально допустимого удельного активного сопротивления можно определить ближайшее стандартное минимально допустимое сечение провода по условию:

$$R_{0\max} \leq R_{0\max}^{\text{ст}}. \quad (4.21)$$

При выборе сечений для линий с несколькими промежуточными нагрузками (рис. 4.4, б, в) нельзя однозначно выбрать сечения линий только по условию допустимой потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, так как в сети, состоящей из нескольких участков, можно выбрать различные сочетания сечений участков, удовлетворяющих условию (4.16).

Для однозначного выбора сечений линий по условию допустимой потери напряжения в такой сети помимо условий обеспечения допустимой потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ должны быть наложены дополнительные условия, косвенно отражающие условия экономичности. Такими дополнительными условиями могут быть:

- условие неизменности сечения проводников на всех участках линии;
- условие минимального расхода проводникового материала;
- условие минимума потерь мощности в линии.

Каждое из этих дополнительных условий делает задачу выбора сечений определенной и в любом из этих вариантов удовлетворяется условие (4.16).

Вариант, которому отвечает минимальная величина экономического критерия, является экономически наиболее целесообразным. При этом в каждом конкретном случае устанавливаются и необходимые сочетания сечения проводов, выбранных по допустимой потере напряжения, и то дополнительное условие для выбора, которое в этом случае обеспечивает экономически наиболее выгодное решение.

Независимо от используемого вида экономического критерия и способа расчета затрат Z данный критерий можно представить в виде суммы двух слагаемых:

$$Z = Z_1 + Z_2, \quad (4.22)$$

где первое слагаемое $Z_1 = Z_1(K)$ учитывает капитальные вложения K в сеть, а второе $Z_2 = Z_2(\Delta W)$ — потери энергии в сети.

Анализ соотношения составляющих $Z_1(K)$ и $Z_2(\Delta W)$ в (4.22) позволяет выявить, которое из дополнительных условий может оказаться более предпочтительным в зависимости от вида и назначения сетей. Очевидно, что наименьшее значение экономического функционала при условии $Z_1(K) > Z_2(\Delta W)$ будет достигнуто при снижении капитальных вложений в линию, а при условии $Z_1(K) < Z_2(\Delta W)$ — за счет снижения потерь мощности в сети.

4.3.2. Выбор сечений по условию равенства сечения на участках линии

Для однозначного выбора сечений линий по условию допустимой потери напряжения $F_{\Delta U}^{ct}$ сети с несколькими нагрузочными узлами $i = 1, 2, \dots, n$ кроме условия (4.16) может накладываться *условие равенства сечения на всех участках линии*. Это условие для участка $k = 1, 2, \dots, n$ линии в n -узловой сети можно записать в виде

$$F_k = \text{const} = F. \quad (4.23)$$

Рассмотрим схему замещения такой линии, приведенной на рис. 4.4, б.

Пусть известны потоки мощности \dot{S}_k на каждом участке k , длины l_k каждого участка и заданное число параллельных линий n_k на каждом участке, кроме того, уже приняты решения о конструкции линии и марке проводов. Требуется выбрать сечения линии по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ (4.16) с использованием дополнительного условия — равенства сечения на всех участках линии (4.23).

Суммарную наибольшую потерю напряжения на всех участках линии можно определить по выражению:

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n P_k \cdot R_k + \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n Q_k \cdot X_k, \quad (4.24)$$

где k — номера участков линии; R_k, X_k — сопротивления участка линии k ; P_k, Q_k — потоки активной и реактивной мощностей на участке k .

Представим допустимую потерю напряжения в линии в виде двух слагаемых:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{a.\text{доп}} + \Delta U_p, \quad (4.25)$$

где $\Delta U_{a.\text{доп}}$ соответствует первому слагаемому в выражении (4.24) и условно отражает допустимую потерю напряжения на активных сопротивлениях участков линии; ΔU_p соответствует второму слагаемому в (4.24) и потере напряжения на реактивном сопротивлении линии.

Сопоставив выражения (4.24) и (4.25), можно записать:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n P_k \cdot R_k, \quad (4.26)$$

$$\Delta U_p = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n Q_k \cdot X_k. \quad (4.27)$$

Выбор сечений по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ при использовании дополнительного условия — равенства сечения на всех участках линии — выполняется в следующем порядке.

1. Задать удельное реактивное сопротивление (табл. 4.2) в соответствии с классом номинального напряжения, конструкцией линии и маркой провода.

2. Определить потерю напряжения в реактивном сопротивлении по (4.27).

3. Определить допустимую потерю напряжения в активном сопротивлении $\Delta U_{a.\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p$.

4. Вычислить минимально допустимое сечение проектируемой линии. Допустимая потеря напряжения на активном сопротивлении линии вычисляется по (4.26), учитывая дополнительное условие о равенстве сечений всех участков линии, можно выразить значения активных сопротивлений участков сети через их длины, количество цепей и неизвестное, но неизменное сечение $F_{\Delta U}$, при выборе которого обеспечивается допустимая потеря напряжения в сети:

$$R_{0k} = \frac{\rho}{F_{\Delta U}} \cdot \frac{l_k}{n_n}. \quad (4.28)$$

Подставив (4.28) в (4.26), получаем зависимость между величиной допустимой потери напряжения на активном сопротивлении линии и некоторым сечением $F_{\Delta U}$:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n P_k \cdot R_k = \frac{\rho}{F_{\Delta U} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n \left(P_k \cdot \frac{l_k}{n_k} \right), \quad (4.29)$$

где ρ — удельное сопротивление проводника, которое зависит от конструкции линии и марки проводов.

Таким образом, минимальное неизменное сечение линии $F_{\Delta U}$, при котором обеспечивается допустимая потеря напряжения в сети, можно определить следующим образом:

$$F_{\Delta U} = \frac{\rho}{\Delta U_{a.\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{k=1}^n \left(P_k \cdot \frac{l_k}{n_k} \right). \quad (4.30)$$

Если нагрузки узлов заданы в форме токов, соотношение (4.30) может быть преобразовано к виду:

$$F_{\Delta U} = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho}{\Delta U_{a.\text{доп}}} \sum_{k=1}^n \left(I_k \cdot \frac{l_k}{n_k \cdot \cos \phi_k} \right). \quad (4.31)$$

Найденное сечение $F_{\Delta U}$ должно быть округлено до ближайшего стандартного, после чего проверяется условие (4.16). Если данное условие не выполняется, то сечение следует увеличить.

Условие равенства сечений на всех участках линии используется в сетях, характеризующихся большим количеством нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу. Таким свойством обладают электрические сети электроснабжения городов. Кроме того, равенство сечений проводов обеспечивает наиболее выгодные условия для строительства, монтажа и реконструкции городской сети или ее участков. Поэтому условие равенства сечения на всех участках линии используется при выборе сечений проводов и кабелей в городских электрических сетях, например в сети наружного или внутреннего освещения.

4.3.3. Выбор сечений по условию минимального расхода проводникового материала

Для однозначного выбора сечений линий по условию допустимой потери напряжения в линии с n участками может накладываться дополнительное *условие минимального расхода проводникового материала*.

Рассмотрим линию, состоящую из двух участков, показанную на рис. 4.4, в. Суммарную допустимую потерю напряжения в актив-

ных сопротивлений $\Delta U_{a.\text{доп}}$, найденную по соотношениям (4.25) и (4.26), можно представить в виде суммы потерь напряжения в активных сопротивлениях на первом $\Delta U_{a.1}$ и втором $\Delta U_{a.2}$ участках:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = \Delta U_{a.1} + \Delta U_{a.2}. \quad (4.32)$$

Эти величины могут быть найдены по следующим выражениям:

$$\Delta U_{a.1} = \frac{P_1 \cdot R_1}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1}{U_{\text{ном}} \cdot n_1 \cdot F_1}, \quad (4.33)$$

$$\Delta U_{a.2} = \frac{P_2 \cdot R_2}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2}{U_{\text{ном}} \cdot n_2 \cdot F_2}. \quad (4.34)$$

Отсюда можно выразить сечения проводов:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1}{\Delta U_{a.1} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_1}, \quad (4.35)$$

$$F_2 = \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2}{\Delta U_{a.2} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_2}. \quad (4.36)$$

Учитывая, что суммарная потеря напряжения в активных сопротивлениях равна предельно допустимой величине $\Delta U_{a.\text{доп}}$, очевидно, что $\Delta U_{a.2} = \Delta U_{a.\text{доп}} - \Delta U_{a.1}$, тогда

$$F_2 = \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2}{(\Delta U_{a.\text{доп}} - \Delta U_{a.1}) \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_2}. \quad (4.37)$$

При этом объем проводникового материала V , который расходуетсясна сооружение обоих участков линии при условии $\Delta U_{a.\text{доп}} = \Delta U_{a.1} + \Delta U_{a.2}$, можно выразить в виде функции одной переменной $\Delta U_{a.1}$:

$$V = F_1 \cdot l_1 \cdot n_1 + F_2 \cdot l_2 \cdot n_2 = \frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1^2}{\Delta U_{a.1} \cdot U_{\text{ном}}} + \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2^2}{(\Delta U_{a.\text{доп}} - \Delta U_{a.1}) \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (4.38)$$

Для определения значения $\Delta U_{a.1}$, при котором обеспечивается минимум объема проводникового материала V , необходимо найти производную выражения (4.38) по переменной $\Delta U_{a.1}$ и приравнять ее к нулю.

Тогда

$$\frac{\partial V}{\partial (\Delta U_{a.1})} = -\frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1^2}{(\Delta U_{a.1})^2 \cdot U_{\text{ном}}} + \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2^2}{(\Delta U_{a.\text{доп}} - \Delta U_{a.1})^2 \cdot U_{\text{ном}}} = 0$$

или

$$\frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1^2}{(\Delta U_{a.1})^2} = \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2^2}{(\Delta U_{a.2})^2}. \quad (4.39)$$

При подстановке в (4.39) выражений (4.33) и (4.34) для потерь напряжения на активных сопротивлениях каждого из участков линии можно получить

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2}. \quad (4.40)$$

Связь между сечениями участков линии из (4.40):

$$F_2 = F_1 \sqrt{\frac{P_2}{P_1}}. \quad (4.41)$$

Соотношение (4.41) между сечениями проводов участков линии удовлетворяет условию минимума расхода проводникового материала и справедливо при любой величине допустимой потери напряжения. Поэтому для определения сечений проводов, обеспечивающих допустимую потерю напряжения, необходимо с учетом (4.32–4.34) записать, что

$$\Delta U_{a.доп} = \frac{P_1 \cdot \rho \cdot l_1}{U_{ном} \cdot n_1 \cdot F_1} + \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l_2}{U_{ном} \cdot n_2 \cdot F_2} \quad (4.42)$$

или

$$\Delta U_{a.доп} = \frac{\rho}{U_{ном} \cdot F_1} \left(P_1 \cdot \frac{l_1}{n_1} + \sqrt{P_1 \cdot P_2} \cdot \frac{l_2}{n_2} \right). \quad (4.43)$$

Теперь можно найти сечение F_1 , которое соответствует условию минимума расхода материала провода и одновременно допустимой потере напряжения на первом и втором участках.

$$F_1 = \frac{\rho \cdot \sqrt{P_1}}{\Delta U_{a.доп} \cdot U_{ном}} \cdot \left(\frac{l_1}{n_1} \cdot \sqrt{P_1} + \frac{l_2}{n_2} \cdot \sqrt{P_2} \right). \quad (4.44)$$

С использованием (4.41) можно найти сечение F_2 , которое также одновременно соответствует минимуму расхода проводникового материала и допустимой потере напряжения на первом и втором участках.

$$F_2 = \frac{\rho \cdot \sqrt{P_2}}{\Delta U_{a.доп} \cdot U_{ном}} \cdot \left(\frac{l_1}{n_1} \cdot \sqrt{P_1} + \frac{l_2}{n_2} \cdot \sqrt{P_2} \right). \quad (4.45)$$

Для линии с n нагрузочными узлами сечение последнего n -го участка, соответствующее минимуму расхода проводникового материала и величине допустимой потери напряжения во всей линии

$$F_n = \frac{\rho \cdot \sqrt{P_n}}{\Delta U_{\text{а.доп}} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{l_i}{n_i} \cdot \sqrt{P_i} \right). \quad (4.46)$$

Сечения остальных участков можно найти на основании соотношения

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} = \dots = \frac{F_i^2}{P_i} = \dots = \frac{F_n^2}{P_n}. \quad (4.47)$$

Найденное сечение $F_{\Delta U}$ должно быть округлено до ближайшего стандартного, после чего проверяется условие (4.16). Если данное условие не выполняется, то сечение следует увеличить.

Дополнительное условие минимума расхода проводникового материала при выборе сечений по допустимой потере напряжения экономически более целесообразно в сетях, где (4.22) $Z_1(K) > Z_2(\Delta W)$ и экономия капитальных вложений важнее, чем снижение потерь мощности. Такая ситуация возникает в сетях, которые характеризуются малыми нагрузками, большой разреженностью графиков нагрузок, протяженностью и малыми значениями числа часов максимальных потерь. К таким сетям относятся сельскохозяйственные электрические сети, которые характеризуются большой протяженностью и требуют для сооружения больших капитальных вложений и одновременно слабо загружены. Поэтому при выборе сечений линий в сельских сетях экономия металла важнее, чем экономия потерь электроэнергии.

4.3.4. Выбор сечений по условию минимума потерь мощности

Для однозначного выбора сечений линий по условию допустимой потери напряжения $F_{\Delta U}^{\text{ст}}$ сети с несколькими участками кроме условия (4.16) может накладываться *условие минимума потерь мощности*.

Можно показать, что минимум потерь мощности наблюдается в линии при одинаковых плотностях тока $j_{\Delta U}$ на всех ее участках. Для того чтобы доказать это, рассмотрим линию, состоящую из двух участков, показанную на рис. 4.4, в. Потери активной мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot I_1^2 \cdot \frac{R_{01} \cdot l_1}{n_1} + 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{R_{02} \cdot l_2}{n_2} = 3 \cdot I_1^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_1}{F_1 \cdot n_1} + 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_2}{F_2 \cdot n_2}. \quad (4.48)$$

Если обозначить объем проводникового материала на участках V_1 и V_2 , тогда полный объем будет равен $V = V_1 + V_2$ и сечения участков линии

$$F_1 = \frac{V_1}{l_1 \cdot n_1}, \quad (4.49)$$

$$F_2 = \frac{V_2}{l_2 \cdot n_2} = \frac{V - V_1}{l_2 \cdot n_2}. \quad (4.50)$$

Потери мощности в линии

$$\Delta P = 3 \cdot I_1^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_1^2}{V_1} + 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_2^2}{V - V_1}. \quad (4.51)$$

Минимальные потери мощности в сети при заданном объеме проводникового материала можно определить, если приравнять к нулю производную выражения (4.51) по V_1 :

$$\frac{\partial(\Delta P)}{\partial V_1} = -3 \cdot I_1^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_1^2}{V_1^2} + 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_2^2}{(V - V_1)^2} = 0. \quad (4.52)$$

Отсюда следует, что

$$\frac{I_1^2 \cdot l_1^2}{V_1^2} = \frac{I_2^2 \cdot l_2^2}{V_2^2}$$

или

$$\frac{I_1^2}{F_1^2} = \frac{I_2^2}{F_2^2}. \quad (4.53)$$

Тогда

$$j_1 = j_2. \quad (4.54)$$

Для линии с несколькими нагрузочными узлами $i = 1, 2 \dots n$ можно по аналогии записать выражение для плотности тока на всех участках:

$$j_1 = j_2 = \dots = j_i = \dots = j_n = \text{const}. \quad (4.55)$$

Таким образом, задание дополнительного условия по обеспечению одинаковых плотностей тока $j_{\Delta U}$ на всех участках линии при выборе сечений по допустимой потере напряжения $F_{\Delta U}^{\text{ст}}$ действительно обеспечивает минимум потерь мощности в сети.

Дополнительное условие по обеспечению минимума потерь мощности в сети при выборе сечений по допустимой потере напряжения экономически более целесообразно в сетях, где (4.22) $Z_1(K) < Z_2(\Delta W)$ и снижение потерь мощности в сети важнее экономии капитальных вложений. Такая ситуация возникает в сетях, которые характеризуются короткими линиями, большими нагрузками и плотными графиками нагрузок с большими значениями числа часов максимальных нагрузок и числа максимальных потерь. К таким сетям относятся сети систем электроснабжения промышленных предприятий. Экономия потерь мощности и электроэнергии в этих сетях имеет особенно важное значение, так как в системах электроснабжения промышленных предприятий обычно короткие линии и расход металла невелик, а нагрузки значительные и потери электроэнергии велики.

Выбор сечений по допустимой потере напряжения при использовании дополнительного условия — минимума потерь мощности — выполняется так же, как и в предыдущем случае, при известных потоках мощности \dot{S}_k на каждом участке k , длинах l_k участков и заданном количестве параллельных линий n_k на каждом участке, кроме того, уже приняты решения о конструкции линии и марке проводов. Условия выбора сечений провода следующие: требуется определить сечения проводников на всех участках линии $F_{\Delta U k}$ при обеспечении одинаковой плотности тока $j_{\Delta U}$ на всех участках.

Выбор сечений по условию (4.16) и при использовании дополнительного условия — минимума потерь мощности — выполняется в следующем порядке [4–6].

1. Задание удельного реактивного сопротивления (табл. 4.2) в соответствии с классом номинального напряжения, конструкцией линии и маркой провода.

2. Определение потери напряжения в реактивном сопротивлении линии по (4.27).

3. Определение допустимой потери напряжения в активном сопротивлении линии $\Delta U_{a, \text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p$.

4. Вычисление минимально допустимого сечения проектируемой линии: допустимая потеря напряжения на активном сопротивлении линии определяется по (4.26).

5. Определение плотности тока по допустимой потере напряжения $j_{\Delta U}$ и затем сечения на всех участках линии $F_{\Delta U k}$.

Выразив $F_{\Delta U k}$ из (4.31), можно определить плотность тока $j_{\Delta U}$:

$$j_{\Delta U} = \frac{I_k}{F_{\Delta U k}} = \frac{\Delta U_{a.доп}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{k=1}^n l_k / n_k \cdot \cos \varphi_k}. \quad (4.56)$$

По найденной плотности тока легко определяются расчетные сечения:

$$F_{\Delta U k} = \frac{I_k}{j_{\Delta U}}. \quad (4.57)$$

Расчетные сечения округляются до ближайших стандартных. Далее определяются активные и реактивные сопротивления на всех участках k линии, рассчитывается наибольшая потеря напряжения по (4.24) с использованием параметров линии, выполненных проводами найденных сечений $F_{\Delta U k}$ и выполняется проверка сечений по допустимой потере напряжения. Если это условие не выполняется, то сечения увеличиваются.

4.3.5. Проверка сечений проводов и кабелей по условиям допустимого нагрева

Провода и кабели линий электрических сетей любого назначения, номинального напряжения и конструкции проверяются при проектировании на нагрев. Защита от перегрева проводов и кабелей является важной задачей, имеющей первостепенное значение для надежной работы не только распределительных сетей низкого напряжения — городских, промышленных и сельских, но и сетей высоких напряжений. Нарушения электрических и механических свойств проводников обычно возникают в местах соединений, в которых выделяется больше тепла при протекании тока. Для обеспечения нормальных условий работы линии под нагрузкой, в частности для обеспечения надежной работы соединительных контактов и изоляции проводов, при протекании токов по проводу температура нагрева не должна превышать допустимых значений.

Допустимая температура — это такая наибольшая температура нагрева, при которой провода или кабели сохраняют свои электрические и механические свойства. Допустимые температуры нагрева установлены в зависимости от марки проводов и кабелей и материала изоляции [4–6, 8–11].

Для неизолированных проводов воздушных линий и неизолированных проводов, прокладываемых внутри зданий, установлена допустимая температура не выше $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, указанная предельная температура провода, как выявлено при эксплуатации, гарантирует нормальную работу соединительных контактов.

Для воздушных линий электропередачи эта температура обусловлена свойствами соединительных контактов, нагрев которых выше $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к интенсивной коррозии и возрастанию переходных сопротивлений. Кроме того, нагрев контакта до более высокой температуры вызывает его ослабление при последующем охлаждении, что приводит к дополнительному увеличению его сопротивления и дальнейшему перегреву.

Допустимая температура для неизолированных проводов, прокладываемых внутри помещений, определяется, помимо указанных выше соображений, еще и требованиями пожарной безопасности и экологическими требованиями. Необходимо, чтобы случайное попадание легко воспламеняющихся материалов на нагретый провод не приводило к пожару либо к выделению вредных газов.

Металлические оболочки кабелей выполняются из свинца и алюминия, фазная и поясная изоляция — из неметаллических материалов. Изоляция при нагревании расширяется, а при охлаждении сжимается больше, чем металлические оболочки. Между свинцовыми оболочками и изоляцией образуется вакуум, который под действием электрического поля ионизируется и может привести к пробое изоляции кабеля.

Допустимая температура для кабелей установлена в интервале от 50 до $80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Она зависит от рабочего напряжения кабелей и типа изоляции, наличия и состава пропиточной массы, изоляционного масла (для маслонеполненных кабелей) и других факторов. Чем выше напряжение кабеля, тем больше напряженность электрического поля и меньше допустимая температура $\theta_{\text{доп}}$.

Изменение температуры проводника при его нагревании током определяется показательной функцией [8] (графически это кривая 1 на рис. 4.5, а).

$$\Delta\theta = \theta - \theta_{\text{окр}} = (\theta_{\text{нб}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot (1 - e^{-t/T}), \quad (4.58)$$

где $\Delta\theta = \theta - \theta_{\text{окр}}$ — разность температур провода и окружающей среды; θ — температура проводника через t секунд после начала включения тока; $\theta_{\text{окр}}$ — температура окружающей среды; $\theta_{\text{нб}}$ — предельная макси-

мальная установившаяся температура проводника; T — постоянная времени нагрева.

При протекании электрического тока в проводе выделяется тепло, одна часть которого идет на нагревание провода, а другая отводится в окружающую среду. Если бы тепло не отводилось в окружающую среду, то процесс нагрева определялся бы прямой линией (на рис. 4.5, *a* линия 1). Разность температур достигла бы максимального значения через время T . В действительности не все количество тепла идет на нагрев провода, часть его отводится в окружающую среду. Поэтому температура изменяется не по прямой, а в соответствии с кривой 2 на рис. 4.5, *a* и асимптотически стремится к предельной температуре $\theta_{\text{нб}}$. Через время $t = (3-4)T$ температура достигает значения $\theta_{\text{нб}} = (0,95 - 0,98)\theta_{\text{мах}}$. Практически в этот момент наступает равновесие между теплом, выделяемым в проводнике, и теплом, отдаваемым в окружающую среду. Температура проводника больше не повышается и сохраняет постоянное значение, зависящее от тока нагрузки.

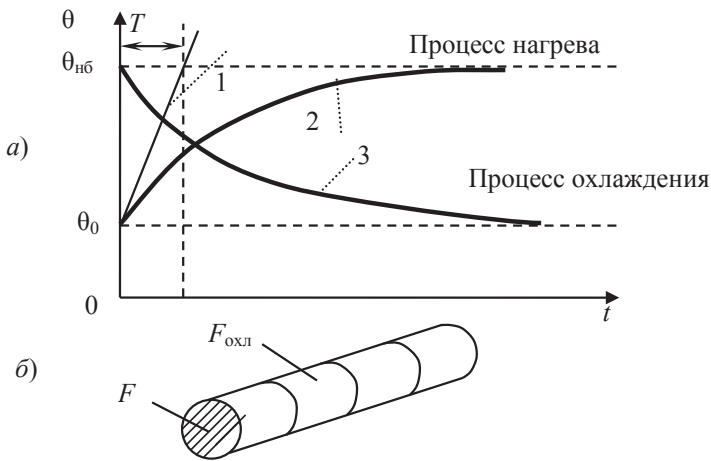


Рис. 4.5. Нагрев и охлаждение проводов:
a) кривые нагрева (1) и охлаждения (2); *б*) сечение и поверхность провода

Таким образом, определенному длительно протекающему по проводнику току при заданных условиях охлаждения соответствует вполне определенное превышение температурой провода температуры окружающей среды.

Понижение температуры проводника после прекращения тока нагрузки представляется зависимостью, кривая 3 на рис. 4.5, *a*

$$\Delta\theta = \theta - \theta_{\text{окр}} = (\theta_{\text{нб}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot e^{-t/T}, \quad (4.58)$$

которая является зеркальным отображением кривой нагрева (4.57).

При протекании тока I в проводнике с сопротивлением R за единицу времени выделяется количество теплоты

$$\theta_{\text{выд}} = K_1 \cdot I^2 \cdot R = K_1 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{F}, \quad (4.59)$$

где K_1 — коэффициент перевода электрической мощности в теплоту; ρ — удельное сопротивление проводника; l — его длина; F — поперечное сечение (рис. 4.5, б).

Отдаваемое в окружающую среду количество теплоты равно

$$\theta_{\text{охл}} = K_2 \cdot (\theta - \theta_{\text{окр}}) \cdot F_{\text{охл}}, \quad (4.60)$$

где K_2 — коэффициент теплопроводности, равный количеству теплоты, отводимой в окружающую среду в единицу времени через единицу поверхности охлаждения при разности температур $\Delta\theta$ между проводником и окружающей средой в 1°C ; $F_{\text{охл}}$ — поверхность охлаждения проводника.

В установившемся режиме количество теплоты, выделяемой в единицу времени, равно отдаваемому в окружающую среду: $\theta_{\text{выд}} = \theta_{\text{охл}}$. Если при длительном протекании некоторого тока $I = I_{\text{доп}}$ наступает установившийся режим, а температура проводника становится равной допустимой $\theta = \theta_{\text{доп}}$, то такой ток называется допустимым.

Допустимый ток — это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. С учетом соотношений (4.59) и (4.60) можно получить выражение для допустимого тока:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \cdot \sqrt{\frac{F \cdot (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot F_{\text{охл}}}{\rho \cdot l}}, \quad (4.61)$$

Из выражения (4.61) можно выявить параметры, от которых зависит допустимый ток:

$$I_{\text{доп}} \cong \sqrt{(\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{окр}})},$$

$$I_{\text{доп}} \cong \sqrt{\frac{1}{\rho \cdot l}},$$

$$I_{\text{доп}} \cong \sqrt{F \cdot F_{\text{охл}}} \cong d^{3/2}. \quad (4.62)$$

Как видно из соотношений (4.62), допустимый ток возрастает при увеличении допустимой разности температур $\Delta\theta_{\text{доп}}$ и росте диаметра проводника.

Допустимая по нагреву плотность тока убывает с ростом диаметра проводника:

$$j_0 = \frac{I_{\text{доп}}}{F} \cong \frac{d^{3/2}}{d^2} \cong d^{-1/2}. \quad (4.63)$$

Таким образом, в проводниках большего сечения допустимая по нагреву плотность тока меньше, чем в проводниках малого сечения. Это объясняется тем, что чем больше сечение провода или кабеля, тем меньше охлаждаемая поверхность, приходящаяся на единицу поперечного сечения, и тем, следовательно, меньше допустимая по нагреву плотность тока, так как поверхность проводника зависит от первой степени диаметра, а сечение — от квадрата его.

При практических расчетах значение допустимого тока $I_{\text{доп}}^{\text{таб}}$ обычно определяется по таблицам и приведено в справочной литературе.

Прокладка рядом нескольких кабелей в земляной траншее ухудшает условия теплоотдачи в грунт из-за теплового влияния кабелей друг на друга. В этих случаях допустимые по нагреву нагрузки, указанные в справочных таблицах, должны быть уменьшены введением поправочного коэффициента на число кабелей (без учета резервных) $K_{\text{п}}$.

К табличной величине вводятся поправки:

- для воздушных проводников на температуру окружающей среды и допустимую температуру коэффициентом K_0 ;
- для кабелей на число кабелей в траншее коэффициентом $K_{\text{п}}$ и на температуру окружающей среды и допустимую температуру коэффициентом K_0 .

С учетом поправочных коэффициентов $K_{\text{п}}$ и K_0 , которые приводят в справочной литературе, допустимый по нагреву ток определяется выражением:

$$I_{\text{доп}} = K_0 \cdot K_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}}^{\text{таб}}. \quad (4.64)$$

Условия проверки сечения по нагреву. Для обеспечения нормальных условий работы линии и правильной работы защитных по нагреву аппаратов надо выбирать такое сечение проводника, для которого допустимый ток удовлетворяет двум условиям.

Первое условие связывает наибольший рабочий и допустимый по нагреву токи линии:

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (4.65)$$

Для кабельных линий до 10 кВ допустимо превышение $I_{\text{доп}}$ при перегрузках или авариях, если наибольший ток предварительной нагрузки линии в нормальном режиме был не более 80 % допустимого:

$$I_{\text{нб}} \leq 0,8 \cdot I_{\text{доп}}. \quad (4.66)$$

В послеаварийных режимах кабельных линий перегрузка допускается до 5 суток и определяется условием:

$$I_{\text{ав.нб}} \leq K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп}}. \quad (4.67)$$

где $I_{\text{ав.нб}}$ — наибольший из средних получасовых токов в послеаварийном режиме; $K_{\text{ав}}$ — коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, показывающий, во сколько раз можно превышать $I_{\text{доп}}$. Значения $K_{\text{ав}}$ приводятся в справочной литературе и находятся в интервале 1,1–1,5 в зависимости от условий прокладки кабеля, предварительной нагрузки в нормальном режиме и длительности наибольшей нагрузки [8–10].

Для сетей напряжением до 1 кВ выбор сечения проводника по нагреву должен быть увязан с выбором защищающих аппаратов.

Второе условие выбора сечений необходимо для правильной работы аппаратов, защищающих сеть от перегрева (например, предохранителей), и состоит в следующем:

$$I_{\text{ном.апп}} \leq K_{\text{заш.апп}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.68)$$

где $I_{\text{ном.апп}}$ — номинальный ток защищающего аппарата; $K_{\text{заш.апп}}$ — коэффициент корректировки допустимого тока для защитной аппаратуры:

$K_{\text{заш.апп}} = 0,8$ для городских сетей (освещение и быт);

$K_{\text{заш.апп}} = 3$ для промышленных предприятий и силовых установок.

В осветительных и бытовых сетях, хотя $K_{\text{заш.апп}} = 0,8$, сечение выбирают по условию

$$1,25 \cdot I_{\text{ном.апп}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (4.69)$$

в этих сетях отсутствуют тщательные осмотры, возможно неконтролируемое присоединение нагрузки. Поэтому в целях надежности сеть в тепловом отношении должна быть недогружена. Она будет в соответствии с условием (4.69) отключаться раньше, чем будет достигнут ток $I_{\text{доп}}$.

Следует учесть, что чем больше $I_{\text{доп}}$, тем больше сечение проводников, что в городских сетях приводит к увеличению расхода металла, которое усугубляется при недогрузке проводников по нагреву.

В промышленных сетях имеют место большие пусковые токи, при этом сети не должны отключаться защищающими аппаратами. Если сечение в такой сети выбирать по условию (4.68), то это приведет к существенному удорожанию сети. В то же время, если учесть, что пуск двигателей осуществляется редко и длится недолго, кроме того, обслуживание промышленных сетей обычно лучше, чем городских, осмотры проводятся чаще, поэтому можно выбирать меньшие сечения проводников и в таких сетях $K_{\text{защ.апп}} = 3$.



5. Пример проектирования распределительной сети

5.1. Задание на проектирование

Целью проектирования развития электрической сети является выбор наиболее рационального варианта электроснабжения потребителей вновь сооружаемых и существующих подстанций с соблюдением требований надежности и качества электроэнергии, согласно ГОСТ 32144–2013.

Методика проектирования изложена в предыдущих главах пособия, технические и экономические характеристики оборудования приведены в [8–11].

Основными этапами проектирования являются:

- выбор класса номинального напряжения сети;
- анализ балансов мощностей района развития электрической сети;
- разработка и анализ вариантов развития электрической сети;
- выбор сечений линий электропередачи;
- выбор схем распределительных устройств высшего напряжения подстанций для рассматриваемых вариантов развития электрической сети;
- технико-экономическое сравнение вариантов развития сети;
- расчеты и анализ установившихся режимов электрических сетей;
- выбор средств регулирования напряжений в электрической сети.

Карта-схема района развития сети показана на рис. 5.1. В узлах сети указаны активные мощности нагрузок и коэффициенты мощностей. На схеме показана существующая на начало проектирования сеть.

Источниками электроэнергии в рассматриваемом примере сети являются ТЭЦ на газе с тремя блоками генератор-трансформатор (генератор ТВФ-63–2У3, трансформатор ТДЦ-80000/110) с тепло-

фикационными турбинами с противодавлением и шины среднего напряжения двух автотрансформаторов связи с сетью 220 кВ типа АТДЦТН 200000/220/110.

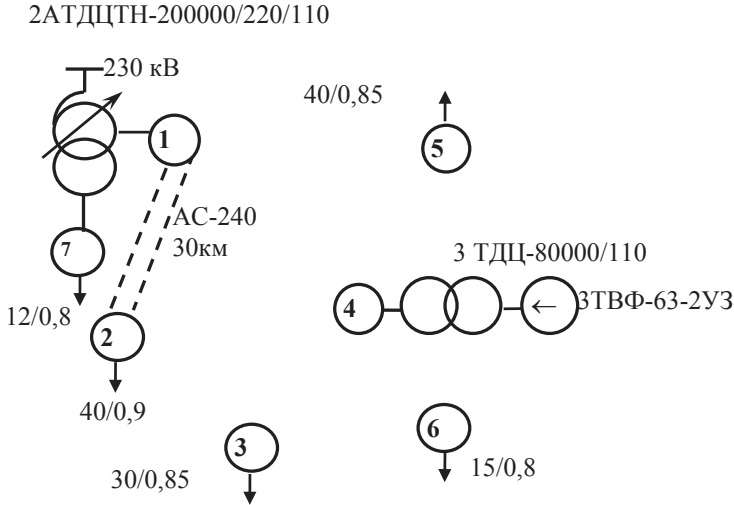


Рис. 5.1. Карта-схема района проектирования

Дополнительные данные для проектирования.

- 1) Район проектирования сети — Урал, $K_{\max} = 0,8-1$.
- 2) Экономические характеристики, используемые при проектировании:
 - коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 70$;
 - удельная стоимость потерь электроэнергии в сети, $\beta_0 = 2$ руб./кВт·ч.
- 3) Состав потребителей по надежности: I, II категорий — 60%; III — 40%.
- 4) Число часов максимальной мощности нагрузок района, $T_{\max} = 4500$ ч.
- 5) Номинальные напряжения потребителей — 10 кВ.
- 6) Коэффициент неравномерности графика нагрузки энергосистемы, $\alpha = 0,6$.
- 7) Требуемые напряжения на шинах 10 кВ подстанций и указаны в табл. 5.1.
- 8) Диапазоны допустимых отклонений напряжений от требуемых, согласно условиям договоров энергоснабжающих предприятий



и потребителей, составляют $\pm 5\%$ в нормальных и $\pm 10\%$ в послеаварийных режимах.

Таблица 5.1

Требуемые напряжения на шинах 10 кВ подстанций

№ узла	2	3	5	6	7
Требуемое U , кВ	10,5	10,2	10,5	10,2	10,0

5.2. Выбор класса номинального напряжения сети

.....

Принципы определения рационального класса номинального напряжения описаны в разделе 3.2 настоящего пособия и предусматривают анализ существующего и перспективного состояния района развития сети.

В рассматриваемом примере проектирования распределительной сети существующее состояние и перспективы развития района проектирования изложены в разделе 4.1. Как указано на карте-схеме района проектирования, приведенной на рис. 5.1, существующие линии 1–2 выполнены на напряжение 110 кВ. Поэтому в первую очередь следует проверить рациональность использования класса номинального напряжения 110 кВ.

Выбор класса номинального напряжения выполняется двумя способами: с использованием кривых, показанных на рис. 3.1, и в ходе анализа пропускной способности линий по табл. 3.3.

Сопоставление перспективных значений максимальных мощностей нагрузок узлов сети (от 40 до 15 МВт) и расстояний между узлами (от 40 до 20 км) с кривой 4 на рис. 3.1, соответствующей классу напряжения 110 кВ, подтверждает рациональность проектирования распределительной сети в рассматриваемом примере на номинальном напряжении 110 кВ.

Сравнение перспективных нагрузок узлов сети и расстояний между узлами с одноименными параметрами, соответствующими классу напряжения 110 кВ, в табл. 3.3 подтверждает рациональность класса номинального напряжения 110 кВ.

С учетом класса номинального напряжения существующей сети и выполненных проверок в качестве номинального напряжения проектируемой распределительной сети выбирается класс 110 кВ.

5.3. Разработка баланса мощностей

Балансы активных мощностей района разрабатываются для выбранного класса номинального напряжения сети 110 кВ с целью определения стратегии разработки конкурентоспособных вариантов развития электрической сети. При этом необходимо выполнить приведение мощностей узлов к классу 110 кВ, поскольку нагрузки узлов заданы на низших сторонах понижающих трансформаторов, а мощности блоков ТЭЦ — на низших сторонах повышающих трансформатора.

При определении активной мощности блока ТЭЦ, генерируемой в сеть 110 кВ, необходимо учесть расход на собственные нужды блока. На ТЭЦ в качестве топлива используется газ и установлены теплофикационные турбины с противодавлением. Расход активной мощности на собственные нужды ТЭЦ на основании [11, табл. 1.2.2] составляет 7,8 % от мощности блоков.

Расход на собственные нужды блока ТЭЦ $P_{\text{сн.бл}}$ определяется как

$$P_{\text{сн.бл}} = \alpha_{\text{сн}} \cdot P_{\text{ном.бл}} = 0,078 \cdot 63 = 4,9 \text{ МВт.}$$

Тогда активная мощность блока на низшей стороне повышающего трансформатора

$$P_{\text{нн.бл}} = P_{\text{ном.бл}} - P_{\text{сн.бл}} = 63 - 4,9 = 58,1 \text{ МВт.}$$

Перед разработкой балансов мощностей района развития электрической сети необходимо выбрать трансформаторы в узлах нагрузок.

На всех подстанциях выбираются по два понижающих трансформатора с возможностью 40 % перегрузки одного трансформатора при аварийном отключении второго. Выбор силовых трансформаторов показан в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Выбор силовых трансформаторов

Узел	Тип узла	P , МВт	$\cos\varphi$	S , МВА	$S/1,4$, МВА	Тип трансформатора
2	Нагрузка	40	0,90	44,4	31,7	2 ТРДН-40000/110
3	Нагрузка	30	0,85	35,3	25,2	2 ТРДН-25000/110
4	Генерация в сеть	3·58,1	0,80	3·72,6	—	3 ТДЦ-80000/110
5	Нагрузка	40	0,85	47,1	33,6	2 ТРДН-40000/110
6	Нагрузка	15	0,80	18,8	13,4	2 ТДН-16000/110

Определение активных мощностей нагрузок на классе напряжения 110 кВ выполнено в максимальном и минимальном режимах. Активная мощность, которую ТЭЦ генерирует в сеть, определена только в максимальном режиме, так как ТЭЦ работает по практически неизменному в суточном диапазоне тепловому графику.

Мощности узлов сети к классу напряжения 110 кВ приведены с учетом условно постоянных потерь мощности в стали и переменных потерь мощности в обмотках трансформаторов. Приведение мощностей узлов сети к 110 кВ показано в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Приведение мощностей узлов сети к 110 кВ

Узел	$P_{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{н}}$, Мвар	$\Delta P_{\text{т}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{т}}$, Мвар	$\Delta P_{\text{хх}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{хх}}$, Мвар	$P_{\text{э}}$, МВт	$Q_{\text{э}}$, Мвар	$S_{\text{э}}$, МВА
Режим максимальных нагрузок									
2	40	19,36	0,11	2,83	0,07	0,52	40,2	22,7	46,2
3	30	14,53	0,13	2,88	0,05	0,35	30,2	17,8	35,1
4	174,3	130,7	0,93	25,11	0,21	1,44	173,2	104,1	202,1
5	40	24,79	0,13	3,18	0,07	0,52	40,2	28,5	49,3
6	15	11,25	0,06	1,27	0,04	0,224	15,1	12,7	19,7
Режим минимальных нагрузок									
2	24	11,62	0,04	1,02	0,07	0,52	24,1	13,2	27,5
3	18	8,76	0,04	1,04	0,05	0,35	18,1	10,1	20,7
4	174,3	130,7	0,93	25,11	0,21	1,44	173,2	104,1	202,1
5	24	14,87	0,05	1,14	0,07	0,52	24,1	16,6	29,3
6	9	6,75	0,02	0,46	0,04	0,224	9,1	7,4	11,7

Балансы активных мощностей для сети, показанной на рис. 5.1, разработаны в режимах максимальных и минимальных нагрузок и приведены в табл. 5.4.

При составлении балансов активной мощности ориентировочно учтены потери активной мощности, которые, как указано в разделе пособия 3.1, в сети напряжением 110 кВ составляют около 4% от мощностей нагрузок.

Как видно из табл. 5.4, район развития сети является избыточным по активной мощности в максимальном и особенно минимальном режимах, что и следует учесть при разработке вариантов конфигурации сети.

Таблица 5.4

Балансы активной мощности в сети 110 кВ

Максимальный режим				Минимальный режим			
Потребление системы				Потребление системы			
Узел	P , МВт	ΔP , МВт	$P_{\text{ЭКВ}}$, МВт	Узел	P , МВт	ΔP , МВт	$P_{\text{ЭКВ}}$, МВт
2	40,2	1,6	41,8	2	24,1	0,96	25,0
3	30,2	1,2	31,4	3	18,1	0,72	18,8
5	40,2	1,6	41,8	5	24,1	0,96	25,0
6	15,1	0,6	15,7	6	9,1	0,36	9,5
Итого потребление			130,7	Итого потребление			78,3
Генерация ТЭЦ				Генерация ТЭЦ			
P , МВт	$P_{\text{сн}}$, МВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	$P_{\text{ЭКВ}}$, МВт	P , МВт	$P_{\text{сн}}$, МВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	$P_{\text{ЭКВ}}$, МВт
3*63	14,74	0,3	174,0	3*63	14,74	0,3	174,0
Избыток мощности			33,3	Избыток мощности			68,3

5.4. Разработка вариантов конфигурации сети

Для района сети, приведенного на рис. 5.1, разработано четыре варианта развития сети, которые показаны на рис. 5.2–5.5.

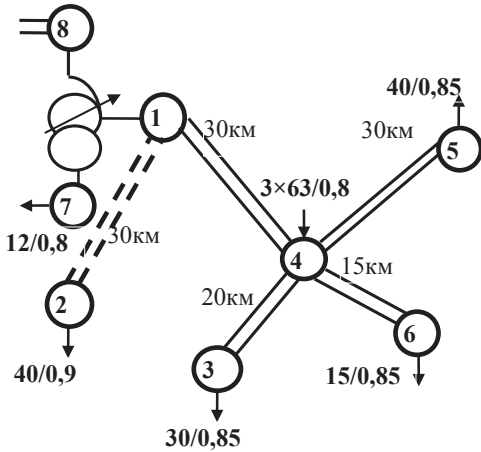


Рис. 5.2. Вариант 1 развития сети

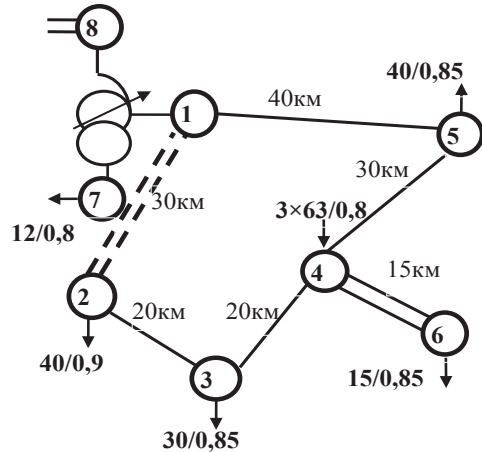


Рис. 5.3. Вариант 2 развития сети

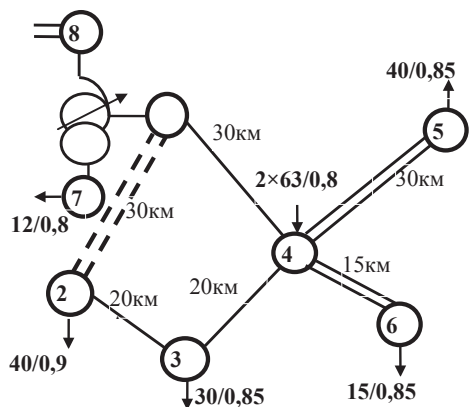


Рис. 5.4. Вариант 3 развития сети

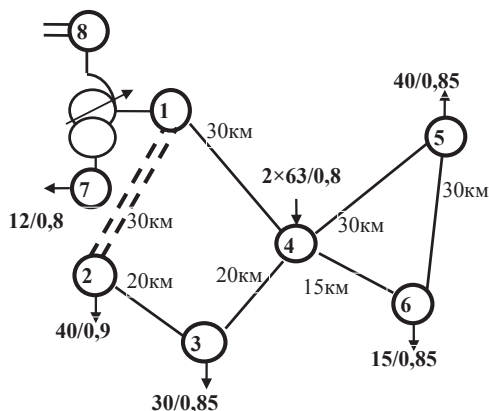


Рис. 5.5. Вариант 4 развития сети

Район развития сети является избыточным по активной мощности в максимальном и минимальном режимах, следовательно, при разработке вариантов конфигурации сети необходимо учесть, что рационально предусматривать питание всех узлов сети, включая существующие на момент проектирования, от ТЭЦ. Кроме того, следует предусматривать рациональный путь передачи избыточной мощности в базисный узел, что особенно важно в режиме минимальных нагрузок.

Вариант 1. При разработке варианта 1 схемы развития сети использованы практические принципы формирования рациональной конфигурации сети. Питание ближайших к ТЭЦ узлов нагрузок 3, 5 и 6, а также выдача избыточной мощности ТЭЦ в соседнюю систему выполняется по кратчайшему пути. Ближайший к балансирующему узел 2 получает питание по существующей линии, при этом происходит экономически выгодная загрузка существующей сети. Взаимное резервирование источников питания выполняется по линии 1–4. Схема сети варианта 1 разомкнутая разветвленная, поэтому на всех участках сети для обеспечения надежного электроснабжения потребителей предусматривается сооружение не менее двух параллельных одноцепных линий одинакового сечения, что приводит, с одной стороны, к существенному увеличению капитальных вложений, с другой — к снижению потерь мощности.

В варианте 1 развития сети реконструкция существующей подстанции в узле 2 не требуется.

Вариант 2. Схема варианта 2 развития сети выполняется в виде кольца, что позволяет снизить капитальные вложения по сравнению с вариантом 1 при обеспечении надежного электроснабжения всех потре-

бителей. При разработке конфигурации схемы варианта 2 использован практический принцип формирования рациональной конфигурации сети — экономия капитальных вложений в сеть. Недостатком варианта 2 является необходимость реконструкции существующей подстанции узла 2. Кроме того, потери мощности в сети скорее всего будут больше, чем в сети варианта 1, что обусловлено увеличением пути передачи избытка мощности в соседнюю систему по сравнению с вариантом 1.

Вариант 3. Схема варианта 3 развития сети формируется на основе вариантов развития сети 1 и 2 и содержит разомкнутую схему питания узлов 5 и 6 и кольцевую для питания узлов 2 и 3. Достоинством варианта является передача избыточной мощности в соседнюю систему по кратчайшему пути. Недостатками варианта 3 являются потребность по условию надежности сооружения двух линий на участке 4—6 для питания небольшого потребителя в узле 6 и необходимость реконструкции существующей подстанции в узле 2.

Вариант 4. Вариант 4 развития сети имеет кольцевую конфигурацию и при его реализации достигается снижение капитальных вложений в сеть по сравнению с вариантом 3. Недостатком варианта 4, так же как и двух предыдущих, является необходимость реконструкции существующей подстанции узла 2.

5.5. Определение токораспределения в вариантах сети

.....

Для определения рациональных сечений проектируемых линий и оценки возможности работы существующих необходимо определить максимальные длительные токи по линиям. Чаще всего максимальные длительные токи по линиям протекают в режиме максимальных нагрузок, однако по некоторым проектируемым линиям максимальные длительные токи могут протекать в режиме минимальных нагрузок. Такая ситуация обычно возникает при проектировании районов, в которых наблюдается избыток генерирующей мощности.

Расчеты токораспределения для вариантов сетей могут быть выполнены вручную или на базе расчетных комплексов, например RASTR.

Ручной расчет токов в сети. Для выполнения расчета сети вручную необходимо определить токи в узлах сети, приведенные к номинальному напряжению проектируемой сети. Токи узлов сети для рассматривае-

мого примера определены приближенно по номинальному напряжению сети и приведенным мощностям узлов (табл. 5.3) и показаны в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Токи узлов сети

Узел		2	3	4	5	6
Максимальный режим	Приведенная мощность, МВА	46,2	35,1	202,1	49,3	19,7
	Ток, А	243	184	1062	259	104
Минимальный режим	Приведенная мощность, МВА	27,5	20,7	202,1	29,3	11,7
	Ток, А	145	109	1062	155	62

Расчет токов в сети варианта 1 весьма прост, токи на участках 1–2, 4–5, 4–3 и 4–6 соответствуют максимальным (минимальным) нагрузочным токам, ток на участке 4–1 определяется на основе первого закона Кирхгофа для узла 4.

Ток на участке 4–1 в максимальном режиме

$$I_{41\max} = I_4 - I_{45\max} - I_{43\max} - I_{46\max} = 1062 - 259 - 184 - 104 = 515 \text{ А.}$$

Ток на участке 4–1 в минимальном режиме

$$I_{41\min} = I_4 - I_{45\min} - I_{43\min} - I_{46\min} = 1062 - 155 - 109 - 62 = 736 \text{ А.}$$

Схема развития сети по варианту 1 приведена на рис. 5.6, в узлах сети и на линиях указаны модули токов (А) в нормальных режимах при максимальных и минимальных (курсивом в скобках) нагрузках.

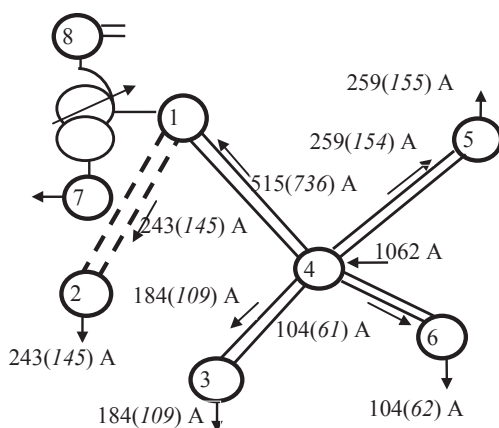


Рис. 5.6. Распределение токов в сети (вариант 1)

Для расчета токов в сети варианта 2 необходимо найти токи в кольце 1–5–4–3–2–1' по правилу моментов с использованием эквивалентных длин участков сети.

Головной ток — ток на участке 1–5

$$I_r = I_{15} = \frac{\sum I_i \cdot l_{i1}^p}{Z_{11}^p} = \frac{I_5 \cdot l_{51}^p + I_4 \cdot l_{41}^p + I_3 \cdot l_{31}^p + I_2 \cdot l_{21}^p}{l_{11}^p}$$

Ток на участке 1–5 в режиме максимальных нагрузок

$$I_{15} = \frac{259 \cdot (30 + 20 + 20 + 30 / 2) - 958 \cdot (20 + 20 + 30 / 2) + 184 \cdot (20 + 30 / 2) + 243 \cdot 30 / 2}{40 + 30 + 20 + 20 + 30 / 2} = \\ = \frac{259 \cdot 85 - 958 \cdot 55 + 184 \cdot 35 + 243 \cdot 15}{125} = -165 \text{ A.}$$

Ток на участке 1–5 в режиме минимальных нагрузок

$$I_{15} = \frac{154 \cdot 85 - 1001 \cdot 55 + 109 \cdot 35 + 145 \cdot 15}{125} = -288 \text{ A.}$$

Схема развития сети по варианту 2 приведена на рисунке 5.7, в узлах сети и на линиях указаны модули токов (А) в нормальных режимах при максимальных и минимальных (курсивом в скобках) нагрузках.

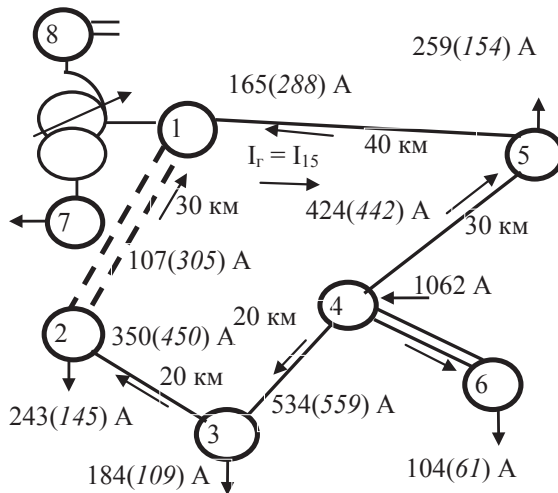


Рис. 5.7. Распределение токов в сети (вариант 2)

Расчет токов в сети по RASTR. При использовании расчетного комплекса RASTR для расчета токораспределения в сети не требуется

выполнять приведение нагрузок и расчет токов узлов, но необходима подготовка исходной информации в соответствии с требованиями комплекса.

Исходная информация для расчета установившихся режимов по программе RASTR включает подготовку параметров нагрузок, генераторов и схемы замещения сети в форме двух таблиц: «Узлы» и «Ветви». Для правильной подготовки таблиц следует изобразить полную схему замещения сети и определить параметры линий и трансформаторов (без эквивалентирования параллельных элементов).

В качестве примера ниже рассмотрена подготовка исходной информации для RASTR для варианта 1 проектируемой сети. Схема замещения сети применительно к RASTR приведена на рис. 5.8.

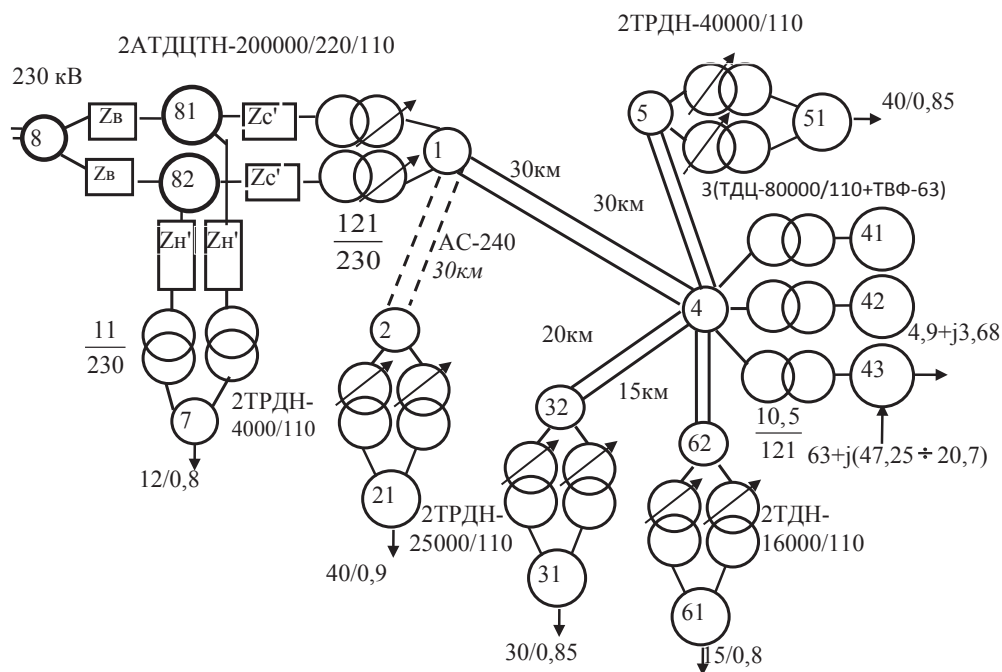


Рис. 5.8. Схема замещения сети для RASTR (вариант 1)

При использовании RASTR для расчета токов в сети на этапе выбора сечений сечения линий еще неизвестны и их нужно предварительно задать. Здесь не существует строгого решения, наиболее удобным является задание на всех линиях одинаковых, максимальных на используемом классе напряжения, сечений.

Параметры проектируемых линий для варианта сети 1 при предварительно заданном сечении АС-240 приведены в табл. 5.6, параметры трансформаторов показаны в табл. 5.7.

Таблица 5.6

Расчет параметров линий, вариант 1 (на одну линию)

Линия	Число линий	Длина, км	Сечение	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	B_0 , мкСм/км	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
1–2	2	30	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,6	12,15	84,3
4–5	2	30	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,6	12,15	84,3
4–3	2	20	АС-240	0,12	0,405	2,81	2,4	8,1	56,2
4–1	2	30	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,6	12,15	84,3
4–6	2	15	АС-240	0,12	0,405	2,81	1,8	6,075	42,15

Таблица 5.7

Параметры трансформаторов (на один трансформатор)

№ узла	Тип трансформатора	R , Ом	X , Ом	ΔP_{xx} , МВт	ΔQ_{xx} , Мвар	$K_{ном}$	Пределы регулирования		
2	2 ТРДН-40000/110	1,4	34,7	0,036	0,26	0,0913	$\pm 9 \times 1,78 \%$		
3	2 ТРДН-25000/110	2,54	55,9	0,027	0,175	0,0913	$\pm 9 \times 1,78 \%$		
4	3 ТДЦ-80000/110	0,71	19,2	0,07	0,48	0,0868	ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$		
5	2 ТРДН-40000/110	1,4	34,7	0,036	0,26	0,0913	$\pm 9 \times 1,78 \%$		
6	2 ТДН-16000/110	4,38	86,7	0,019	0,112	0,0957	$\pm 9 \times 1,78 \%$		
8	2 АДЦТН-200000/220/110	В	0,3	30,4	0,125	1	K_{CB}	РПН на СН $\pm 6 \times 2 \%$	
		С'	0,3	0			0,5261		0,0478
		Н	0,6	54,2					

Подготовка информации по узлам включает:

- расчет диапазонов выдачи генераторами ТЭЦ реактивной мощности в длительных режимах с учетом ограничения по нагреву статора ($I_{ст} \leq I_{ном}$). Это условие соблюдается, если полная мощность генератора не выше номинальной ($S_{г} \leq S_{ном}$), поэтому при выдаче генератором номинальной активной мощности ($P_{г} = P_{ном}$) его реактивная мощность не должна превышать номинальную ($Q_{г} \leq Q_{ном} = P_{ном} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{ном})$). Минимальная реактивная мощность генераторов соответствует заданному максимальному значению $\cos \varphi_{max}$ (около 0,95);

- расчет расхода реактивной мощности блока ТЭЦ на собственные нужды, который выполнен с использованием условно заданного значения $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$;
- расчет эквивалентных потерь в стали трансформаторов, которые при определении токов в сети считаются условно постоянными, равными потерям холостого хода и указываются на стороне высшего напряжения трансформаторов.

Параметры нагрузок узлов сети приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Параметры узлов сети

№ узла	P , МВт	Q , Мвар	$U_{\text{треб}}$, кВ
2	0,072	0,52	Согласно ГОСТ 32144–2013
3	0,054	0,35	
4	0,21	1,44	
5	0,072	0,52	
6	0,038	0,224	
21	40	19,36	10,5
31	30	14,52	10,4
51	40	24,79	10,5
61	15	11,25	10,2
7	12	9	10,5
41, 42, 43	$P_{\Gamma} = 25$ $\Delta P_{\text{СН}} = 4,9$	$Q_{\text{max}} = 47,25$; $Q_{\text{min}} = 20,7$; $\Delta Q_{\text{СН}} = 3,68$	10,5

Следует отметить, что исходная информация в таблице RASTR «Узлы», которая приведена в табл. 5.9, является неизменной для всех вариантов развития сети и не меняется в процессе уточнения сечений линий электропередачи.

Таблица 5.9

Таблица RASTR «Узлы» (Вариант 1)

Исходная информация						(PP)	Исх. информация			
Тип	№ узла	$U_{\text{н}}$, кВ	Район	$P_{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{н}}$, Мвар	P_{Γ} , МВт	Q_{Γ} , Мвар	$V_{\text{зд}}$, кВ	Q_{min} , Мвар	Q_{max} , Мвар
База	8	220	1							
Нагр	81	220	1							
Нагр	81	220	1							
Нагр	1	110	1	0,25	2					

Окончание табл. 5.9

Тип	№ узла	Исходная информация					(PP)	Исх. информация		
		U_n , кВ	Район	P_n , МВт	Q_n , Мвар	P_g , МВт	Q_g , Мвар	$V_{зд}$, кВ	Q_{min} Мвар	Q_{max} Мвар
Нагр	2	110	1	0,072	0,52					
Нагр	3	110	1	0,054	0,35					
Нагр	4	110	1	0,21	1,44					
Нагр	5	110	1	0,072	0,52					
Нагр	6	110	1	0,038	0,224					
Ген	41	10,5	1	4,9	3,68	63		10,5	20,7	47,25
Ген	42	10,5	1	4,9	3,68	63		10,5	20,7	47,25
Ген	43	10,5	1	4,9	3,68	63		10,5	20,7	47,25
Нагр	21	10,5	1	40	19,36					
Нагр	31	10,4	1	30	14,52					
Нагр	51	10,5	1	40	24,79					
Нагр	61	10,2	1	15	11,25					
Нагр	7	10,0	1	12	9					

Исходная информация для RASTR в таблице «Ветви» различается для всех вариантов сети. Для варианта 1 таблица «Ветви» показана в табл. 5.10. В таблице указаны обычным шрифтом параметры, определенные для всех проектируемых линий при первоначальном сечении АС-240, и в скобках жирно курсивом показаны окончательные параметры линий, рассчитанные после коррекции сечений и числа параллельных цепей.

Таблица 5.10

Таблица RASTR «Ветви» (Вариант 1)

Тип	№ нач	№ кон	R , Ом	X , Ом	B , $\mu\text{См}$	K_r
ЛЭП	1	2	3,6	12,15	-84,3	
ЛЭП	1	2	3,6	12,15	-84,3	
ЛЭП	4	5	3,6 (7,47)	12,15 (12,81)	-84,3 (-79,8)	
ЛЭП	4	5	3,6 (7,47)	12,15 (12,81)	-84,3 (-79,8)	
ЛЭП	4	3	2,4 (4,98)	8,1 (8,54)	-56,2 (-53,2)	
ЛЭП	4	3	2,4 (4,98)	8,1 (8,54)	-56,2 (-53,2)	
ЛЭП	4	1	3,6 (4,86)	12,15 (12,39)	-84,3 (-82,5)	
ЛЭП	4	1	3,6 (4,86)	12,15 (12,39)	-84,3 (-82,5)	
ЛЭП	4	1	4,86	12,39	-82,5	
ЛЭП	4	6	1,8 (3,735)	6,08 (6,405)	-42,1 (-39,9)	

Окончание табл. 5.10

Тип	№ нач	№ кон	R , Ом	X , Ом	B , $\mu\text{См}$	K_T
ЛЭП	4	6	1,8 (3,735)	6,08 (6,405)	-42,1 (-39,9)	
ЛЭП	8	81	0,3	30,4		
ЛЭП	8	82	0,3	30,4		
Тр-р	81	7	0,6	54,2		0,0478
Тр-р	82	7	0,6	54,2		0,0478
Тр-р	81	1	0,3	0		0,5261
Тр-р	82	1	0,3	0		0,5261
Тр-р	4	41	0,71	19,2		0,0868
Тр-р	4	42	0,71	19,2		0,0868
Тр-р	4	43	0,71	19,2		0,0868
Тр-р	2	21	1,4	34,7		0,0913
Тр-р	2	21	1,4	34,7		0,0913
Тр-р	3	31	2,54	55,9		0,0913
Тр-р	3	31	2,54	55,9		0,0913
Тр-р	5	51	1,4	34,7		0,0913
Тр-р	5	51	1,4	34,7		0,0913
Тр-р	6	61	3,38	86,7		0,0957
Тр-р	6	61	3,38	86,7		0,0957

Следует заметить, что при ручном расчете токи в сети определены при генерации блоками ТЭЦ максимальных активной и реактивной мощностей. Поэтому и при точном расчете токов на базе расчетного комплекса RASTR необходимо также рассматривать режим генерации блоками ТЭЦ максимальных мощностей. В избыточной сети такой режим можно получить только при снижении напряжения в базисном узле, при этом необходимо соблюдение ГОСТ-32144–2013.

5.6. Выбор и проверка сечений линий электропередачи

Определение метода выбора сечений линий электропередачи, как указано в разделе 4, зависит от назначения и класса номинального напряжения сети.

В рассматриваемом примере проектируется распределительная сеть напряжением 110 кВ.

Выбор сечений проводов линий электропередачи рассматриваемой сети следует выполнять по экономическому критерию с использованием метода экономической плотности тока.

Экономические сечения проектируемых линий находятся по соотношению

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T}{j_{\text{эк}}}, \quad (5.1)$$

где I_{max} — длительный ток по линии в нормальном режиме максимальных нагрузок; $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока ($j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм² при $T_{\text{max}} = 4500$ ч); α_1 — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки в перспективе эксплуатации линии (для линий 110 кВ значение $\alpha_1 = 1,05$); α_T — коэффициент, учитывающий плотность графика нагрузки района ($\alpha_T = 1$ при $T_{\text{max}} = 4500$ ч, $K_{\text{max}} = 0,8-1$). Найденное экономическое сечение $F_{\text{эк}}$ округляется до стандартного сечения.

При учете перспективы развития сети экономическое сечение округляется до ближайшего большего, при ограничении на расход цветного металла или капитальные вложения — до ближайшего меньшего.

При проектировании сети необходимо выполнять проверку сечений существующих и проектируемых линий по нагреву наибольшим длительным током из условий наиболее тяжелых нормальных, ремонтных или послеаварийных режимов. При проверке наибольший ток по линии $I_{\text{нб}}$ сравнивается с допустимым $I_{\text{доп}}$, условие проверки по нагреву:

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (5.2)$$

Если условие проверки (5.2) не выполняется, то сеть необходимо усилить.

При выборе и проверке сечений линий в разомкнутой сети усиление сводится к увеличению сечения анализируемой линии. При достижении максимального сечения для рассматриваемого класса напряжения для усиления сети применяется увеличение числа параллельных линий на анализируемом участке сети.

При выборе и проверке сечений линий в кольцевой или сложнозамкнутой сетях необходимо учитывать, что усиление любого участка сети приводит к перераспределению токов во всей сети. Это обстоятельство является причиной возникновения итерационного процесса выбора сечений и одновременно уточнения числа параллельных

линий в кольцевой или сложноразветвленной сетях. Более того, в результате неверной организации итерационного процесса могут быть получены нерациональные решения выбора сечений и числа параллельных линий.

Для выбора рациональных в экономическом смысле решений необходимо выполнять выбор сечений в замкнутой сети по шагам и на каждом шаге выбирать сечение для самой загруженной линии. Кроме того, при проверке сечений линий кольцевой или сложноразветвленной сетей из условий наиболее тяжелых режимов необходимо учитывать, что при нарушении условия (5.2) не обязательно выполнять усиление рассматриваемой линии, иногда более рационально принять решение о ликвидации тяжелого режима усилением другой линии.

При необходимости усиления сети путем увеличения числа параллельных линий на анализируемом участке сети необходимо заново выполнить расчет токов в сети и вновь переходить к выбору сечения и числа параллельных линий новой наиболее загруженной линии. Итерационный процесс выбора числа параллельных линий и сечений заканчивается при совпадении принятого предположения о числе цепей и сечениях на всех участках сети до расчета токов в кольцевой или сложноразветвленной сетях с окончательной конфигурацией сети.

При выборе сечений линий предварительно следует выбрать вид опор с учетом региона развития сети и условий доставки опор к трассе. В рассматриваемом примере районом проектирования является Урал и отсутствуют указания об отягчающих условиях доставки опор к трассе, поэтому на всех проектируемых воздушных линиях используются железобетонные опоры, более дешевые, чем стальные.

Выбор сечений линий (вариант 1). Выбор и проверка сечений линий электропередачи для варианта 1 развития сети выполнены на основе расчета токов в сети вручную и с использованием RASTR, узловые токи и токи по линиям указаны на схеме сети, рис. 5.6. Выбор и проверка сечений линий электропередачи для 1 варианта схемы развития сети приведены в табл. 5.11.

Выбор на линиях 4–3 и 4–6 сечений линий АС-120 вместо расчетных экономических определяется тем, что удельные капитальные вложения в одноцепные линии сечением АС-70 и АС-95 для II района по гололеду (Урал) при использовании унифицированных железобетонных опор на классе номинального напряжения 110 кВ выше, чем удельные капитальные вложения для сечения АС-120 [11, табл. 2.3.2].

Проверка сечений линий сети по варианту 1 выполнена по условиям наиболее тяжелых режимов для каждой линии, как видно из табл. 5.11, такими режимами для большинства линий являются режимы отключения одной из параллельных линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 5.11

Выбор и проверка сечений линий (вариант 1, ручной расчет)

№	ЛЭП, тип	L, км	I_{\max} , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк}$, мм ²	Сечение (предвар.)	Вид аварии	$I_{п/ав}$, А	$I_{доп}$, А	Сечение (окончат.)
1	1–2, сущ.	30	243	2	122	—	АС-240	Откл. 1 ц.	243	605	2АС-240
2	4–5, пр.	30	259	2	130	124	АС-120	Откл. 1 ц.	259	375	2АС-120
3	4–3, пр.	20	184	2	92	87,8	АС-95	Откл. 1 ц.	184	375	2АС-120*
4	4–6, пр.	15	104	2	52	49,6	АС-70	Откл. 1 ц.	104	375	2АС-120*
5а	4–1, пр.	30	515	2	258	246	АС-240	Откл. 1 ц (мин. реж.)	736	605	Усилить
5б	4–1, пр.	30	515	3	172	165	АС-185	Откл. 1 ц (мин. реж.)	736	2·510	3АС-185

Наиболее тяжелым режимом для линии 4–1 является режим отключения одной из параллельных линий в режиме минимальных нагрузок. По линии 4–1 осуществляется передача избыточной мощности ТЭЦ, которая в минимальном режиме больше, чем в максимальном.

Результаты выбора сечений в варианте 1 схемы развития сети на базе ручного расчета токов указаны в табл. 5.11 и на рис. 5.9.

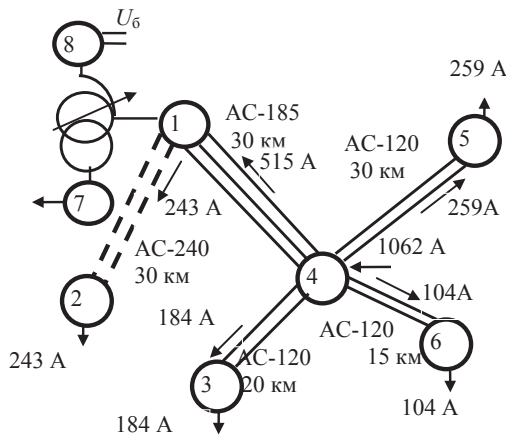


Рис. 5.9. Вариант 1 схемы сети (ручной расчет токов)

Проверка сечений линий электропередачи для варианта 1 развития сети при точном расчете токов на базе расчетного комплекса RASTR показана в табл. 5.12. Как отмечено выше, при ручном расчете токи в сети определены при максимальной генерации блоками ТЭЦ активной и реактивной мощностей. Поэтому при точном расчете токов на базе расчетного комплекса RASTR также рассмотрен режим генерации блоками ТЭЦ максимальных мощностей, что достигнуто при снижении напряжения в базисном узле до 209 кВ.

Таблица 5.12

Проверка выбора сечений (вариант 1, расчет токов по RASTR)

№	ЛЭП, тип	L , км	I_{\max} , А	n	$I_{\text{ц}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	Сечение (предвар.)	Вид аварии	$I_{\text{п/ав}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	Сечение (окончат.)
1	1–2, сущ.	30	246	2	123	—	АС-240	Откл. 1 ц.	250	605	2АС-240
2	4–5, пр.	30	256	2	128	122	АС-120	Откл. 1 ц.	265	375	2АС-120
3	4–3, пр.	20	178	2	89	87,8	АС-95	Откл. 1 ц.	181	375	2АС-120*
4	4–6, пр.	15	100	2	50	48,6	АС-70	Откл. 1 ц.	101	375	2АС-120*
5а	4–1, пр.	30	508	2	254	242	АС-240	Откл. 1 ц (мин. реж.)	616	605	Усилить
5б	4–1, пр.	30	522	3	174	168	АС-185	Откл. 1 ц (мин. реж.)	652	2·510	3АС-185

Как видно их сопоставления результатов выбора сечений по варианту 1 развития сети при ручном и точном расчетах токов (табл. 5.11 и 5.12), они совпадают при генерации блоками ТЭЦ максимальных активной и реактивной мощностей.

Потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок и генерации блоков на ТЭЦ, найденные на базе RASTR, составляют 3,85 МВт, в том числе в линиях 110 кВ — 2,63 МВт.

Выбор сечений линий (вариант 2). Выбор и проверка сечений линий для варианта 2 выполнены с использованием RASTR. Токи по линиям 110 кВ в режиме максимальных нагрузок при сечениях линий АС-240 для варианта 2 развития сети показаны в табл. 5.13.

Как видно из табл. 5.13 (строка 3), экономические сечения наиболее нагруженных линий 4–5, 3–4 и 2–3 (выделены жирным шрифтом) превышают максимальное сечение на классе 110 кВ, поэтому необходимо выполнить усиление линий. Корректировку числа цепей и сече-

ний линий в кольце необходимо начинать с наиболее нагруженной линии с последующим пересчетом токов в кольце. Результирующая схема варианта 2 сети и токи по линиям в сети 110 кВ показаны на рис. 5.10.

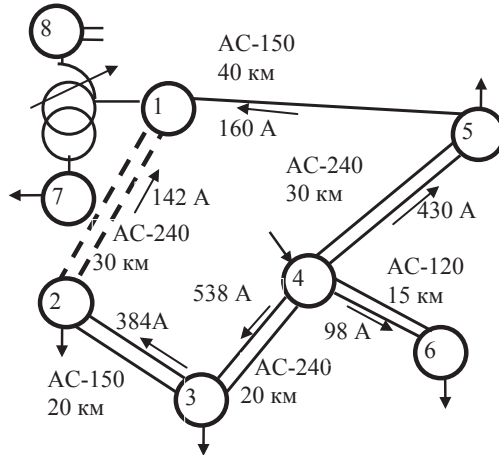


Рис. 5.10. Вариант 2 схемы сети

1 итерация. Увеличение числа цепей на линии 3–4 и расчет токов в кольце. Экономические сечения линий 4–5, 3–4 и 2–3 (выделены жирным шрифтом) превышают максимальное сечение на классе 110 кВ. В результате усиления, как показано в табл. 5.13 (строки 4, 5), линия 2–3 стала наиболее нагруженной.

2 итерация. Увеличение числа цепей на линии 2–3 и расчет токов. В результате усиления, как показано в табл. 5.13 (строки 7, 8), экономические сечения линий 4–5 и 3–4 (табл. 5.13, строка 9 — выделено жирным шрифтом) еще превышают максимальное сечение на классе 110 кВ, линия 4–5 наиболее нагружена.

3 итерация. Увеличение числа цепей на линии 4–5 и расчет токов. В результате усиления, как показано в табл. 5.13 (строки 10, 11), экономические сечения всех линий не превышают максимального на классе 110 кВ (строка 12), следовательно, можно уточнить сечения линий в кольце (строка 13).

Проверка сечений линий сети по варианту 2 выполнена по условиям наиболее тяжелых режимов для каждой линии, как видно из табл. 5.13, такими режимами для большинства линий, кроме линии 4–6, являются режимы отключения одной из параллельных линий в режиме минимальных нагрузок.

Выбор и проверка сечений линий (вариант 2)

№ строки	Расчет токов при сечениях всех линий АС-240 (максимальный режим)						
	Линия	1–2, суц	1–5	4–5	3–4	2–3	4–6
1	Число цепей	2	1	1	1	1	2
2	Ток цепи, А	76*2	156	415	524	339	49*2
3	$F_{эк}$, мм ²	—	149	396	500	324	47
4	Число цепей	2	1	1	2	1	2
5	Ток цепи, А	73*2	115	376	288*2	394	49*2
6	$F_{эк}$, мм ²	—	115	359	275	376	47
7	Число цепей	2	1	1	2	2	2
8	Ток цепи, А	94*2	79	342	309	218	49
9	$F_{эк}$, мм ²	—	88	326	295	208	47
10	Число цепей	2	1	2	2	2	2
11	Ток цепи, А	69*2	170	218*2	269*2	195*2	49*2
12	$F_{эк}$, мм ²	—	162	209	265	184	47
13	Сечение предв.	АС-240	АС-150	АС-240	АС-240	АС-185	АС-120*
Расчет токов в сети после коррекции сечений линий (максимальный режим)							
14	Ток цепи, А	69*2	160	215*2	269*2	192*2	49*2
15	Вид аварии	Отк. 1 ц. мин. реж.	Отк. 1 ц. 1–2 мин. р.	Отк. 1 ц. мин. реж.	Отк. 1 ц. мин. реж.	Отк. 1 ц. мин. реж.	Отк. 1 ц. макс. реж.
16	Ток авар., А	290	279	333	524	428	96
17	Ток допуст., А	605	450	605	605	510	375
18	Решение	2АС-240	АС-150	2АС-240	2АС-240	2АС-185	АС-120*

Потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок и генерации блоков на ТЭЦ составляют 4,49 МВт, в том числе в линиях 110 кВ — 3,24 МВт.

Выбор сечений линий (варианты 3 и 4). Выбор и проверка сечений линий по вариантам 3 и 4 выполнены с использованием RASTR аналогично варианту 2. Результаты выбора и проверки сечений, а также решения по усилению линий в замкнутых частях схемы для вариантов 3 и 4 развития сети показаны соответственно в табл. 5.14, 5.15 и на рис. 5.11, 5.12.

Потери активной мощности в сети в режиме максимальных нагрузок и максимальной генерации ТЭЦ по варианту 3 составляют 3,98 МВт

(в том числе в линиях 110 кВ — 2,74 МВт) и по варианту 4—3,99 МВт (в том числе в линиях 110 кВ — 2,75 МВт).

Таблица 5.14

Выбор и проверка сечений линий (вариант 3)

№	ЛЭП, тип	L, км	I_{\max} , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк}$, мм ²	Сечение (предвар.)	Вид аварии	$I_{п/ав}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, сущ.	30	88	2	44	—	АС-240	Откл. 1 ц.	94	605	2АС-240
2	1–4, пр.	30	300	2	185	177	АС-185	Откл. 1 ц. мин. реж.	380	510	2АС-185
3	4–3, пр.	20	330	2	165	157	АС-150	Откл. 1 ц. мин. реж.	246	450	2АС-150
4	2–3, пр.	20	155	1	155	147	АС-150	Откл. 1–4 (1 ц), мин. реж.	271	450	АС-150
5	4–5, пр.	30	256	2	128	122	АС-120	Откл. 1 ц.	258	375	2АС-120
6	4–6, пр.	15	100	2	50	48	АС-120	Откл. 1 ц.	99	375	2АС-120

Таблица 5.15

Выбор и проверка сечений линий (вариант 4)

№	ЛЭП, тип	L, км	I_{\max} , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк}$, мм ²	Сечение (предвар.)	Вид аварии	$I_{п/ав}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, сущ.	30	88	2	44	—	АС-240	Откл. 1 ц.	94	605	2АС-240
2	1–4, пр.	30	370	2	185	177	АС-185	Откл. 1 ц. мин. реж.	380	510	2АС-185
3	4–3, пр.	20	330	2	165	157	АС-150	Откл. 1 ц. мин. реж.	246	450	2АС-150
4	2–3, пр.	20	155	1	155	147	АС-150	Откл. 1–4 (1 ц), мин. реж.	271	450	АС-150
5	4–6, пр.	15	179	1	179	172	АС-185	Откл. 5–4.	381	510	АС-185
6	4–5, пр.	30	178	1	178	171	АС-185	Откл. 4–6	379	510	АС-185
7	5–6, пр.	30	80	1	80	77	АС-120	Откл. 5–4	279	375	АС-120

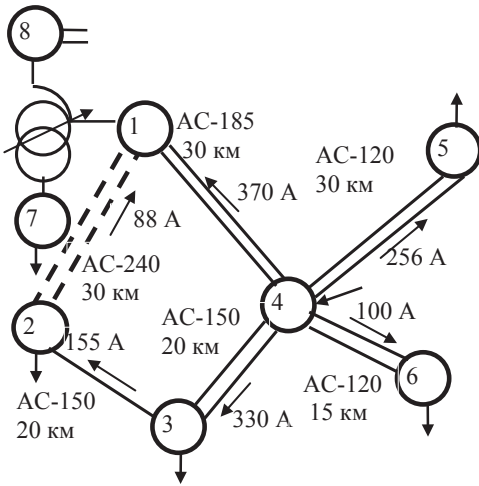


Рис. 5.11. Вариант 3 схемы сети

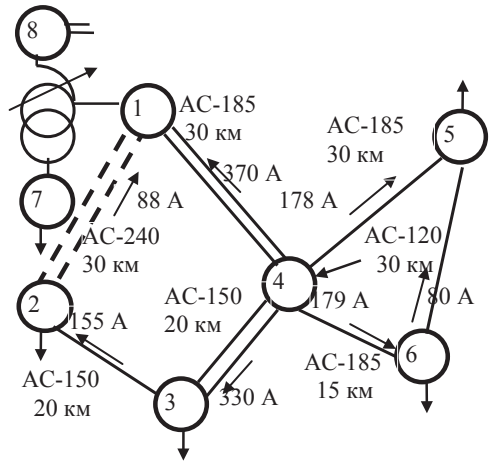


Рис. 5.12. Вариант 4 схемы сети

5.7. Выбор схем распределительных устройств подстанций

Для выбора наиболее рационального варианта развития электрической сети необходимо учесть не только линии электропередачи, но и подстанции.

Структурная схема подстанции показана на рис. 5.13. При сопоставлении вариантов развития сети необходимо учитывать только распределительные устройства высшего напряжения (РУВН) подстанций. Это объясняется тем, что типы трансформаторов и схемы распределительных устройств низшего напряжения (РУНН) не зависят от варианта развития электрической сети.

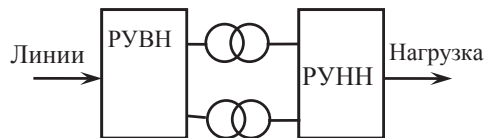


Рис. 5.13. Структурная схема подстанции

В соответствии с классом номинального напряжения сети во всех вариантах сети РУВН сооружаются на классе напряжения 110 кВ [17]. На классе 110 кВ в основном используются три типовые схемы электрических соединений: блочная схема; схема мостика с автоматической перемычкой; схема с одной секционированной и обходной системами шин.

Блочная схема РУВН подстанций показана на рис. 5.14. Схема используется на тупиковых подстанциях 110 кВ, питание которых осуществляется по одной или двум линиям. Число ячеек высоковольтных выключателей на РУВН таких подстанций равно числу подходящих линий 110 кВ.

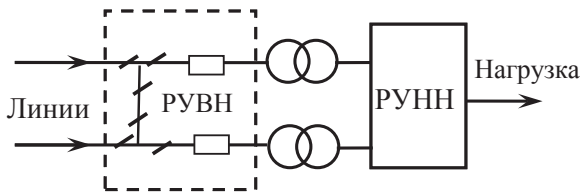


Рис. 5.14. Блочная схема подстанции

Схема «Мостик с автоматической перемычкой» показана на рис. 5.15. Схема используется на проходных подстанциях, через которые осуществляется транзит мощности. К таким подстанциям всегда подходят две линии 110 кВ. Число ячеек высоковольтных выключателей на таких подстанциях равно трем — два на линейных и выключатель в автоматической перемычке.

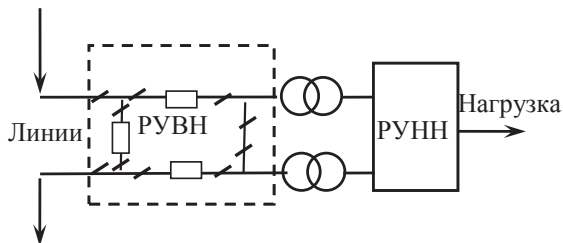


Рис. 5.15. Схема мостика с автоматической перемычкой

Схема распределительного устройства высшего напряжения подстанции «Одна секционированная система шин с обходной системой шин» показана на рис. 5.16. Схема используется для подстанций 110 кВ, если к ним подходит не менее трех линий. Число ячеек высоковольтных выключателей на таких подстанциях определяется как сумма числа подходящих линий 110 кВ, числа силовых трансформаторов с высшим напряжением класса на 110 кВ и двух служебных выключателей (секционного и обходного).

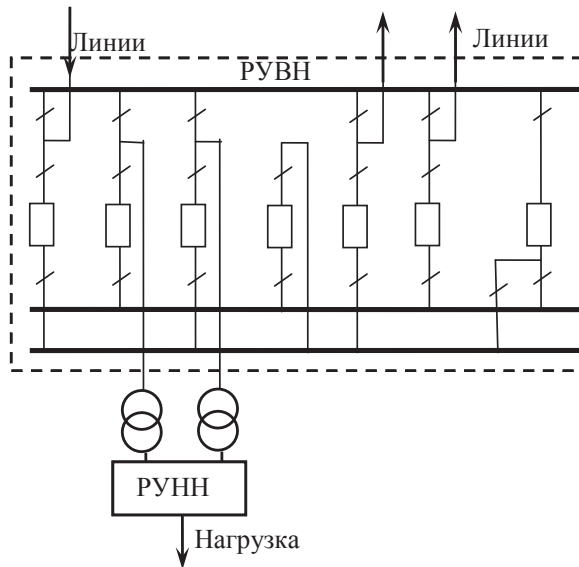


Рис. 5.16. Одна секционированная система шин с обходной системой шин

Наиболее дорогостоящим оборудованием РУВН являются высоковольтные выключатели, и при сопоставлении схем сети выбор схем РУВН выполняется с целью определения числа ячеек высоковольтных выключателей.

При определении числа выключателей 110 кВ схема РУВН ТЭЦ не рассматривается и при сопоставлении вариантов развития сети учитываются только выключатели линий. Схема РУНН ТЭЦ во всех вариантах сети предполагается одинаковой и не учитывается при сравнении вариантов. При определении числа ячеек выключателей 110 кВ РУ110 кВ узла 1 также учитываются только ячейки линий 110 кВ, остальные элементы всех распределительных устройств подстанции 220/110 кВ считаются одинаковыми во всех вариантах развития сети.

В табл. 5.16 показан пример выбора схем РУВН подстанций и определения числа ячеек выключателей 110 кВ для варианта 1 развития электрической сети.

Определение числа ячеек выключателей 110 кВ для остальных сравниваемых вариантов выполнено аналогично.

При технико-экономическом сопоставлении вариантов сети желательно не учитывать объекты, одинаковые во всех вариантах. Поэтому при сопоставлении вариантов сети выполняется учет только разницы в числе высоковольтных выключателей по вариантам. Определение

числа ячеек выключателей для учета при технико-экономическом сопоставлении вариантов сети показано в табл. 5.17.

Таблица 5.16

Выбор схем РУ 110 кВ подстанций (вариант 1)

Номер узла	Число		Схема распределительного устройства 110 кВ	Число ячеек 110 кВ
	линий	трансформаторов		
1	5	—	Подстанция 220/110 кВ	5
2	2	2	Блочная схема	2
3	2	2	Блочная схема	2
4	9	—	РУВН ТЭЦ	9
5	2	2	Блочная схема	2
6	2	2	Блочная схема	2
Итого по варианту 1				22

Таблица 5.17

Определение числа ячеек высоковольтных выключателей

Вариант сети	1	2	3	4
Число ячеек выключателей 110 кВ	22	34	30	30
Число ячеек выключателей для учета при экономическом сопоставлении вариантов сети	0	12	8	8

5.8. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сети

Варианты, подлежащие технико-экономическому сравнению, должны быть технически и экономически сопоставимы, т. е. обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электроэнергии во всех режимах работы сети.

При рассмотрении вариантов развития электрической сети 110 кВ можно считать, что строительство выполняется в один этап, капитальные вложения вкладываются единовременно, а ежегодные издержки неизменны в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети. При таком допущении в качестве экономического критерия используются статические приведенные затраты.

Обоснование вида функционала статических приведенных затрат описано в разделе 3 настоящего пособия. Ниже показано формирование статических приведенных затрат 3 применительно к рассматриваемому примеру проектирования.

$$З = E_n \cdot K_\Sigma + I_{\text{год}} + Y, \quad (5.3)$$

где E_n — коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, $E_n = 0,2$; K_Σ — единовременные капитальные вложения в сооружение сети, $K_\Sigma = K_{\text{л}} + K_{\text{п}}$ — соответственно капитальные вложения в линии $K_{\text{л}}$ и подстанции $K_{\text{п}}$; $I_{\text{год}}$ — ежегодные эксплуатационные расходы, $I_{\text{год}} = I_{\text{л}} + I_{\text{п}} + I_{\Delta W}$ — годовые издержки на амортизацию и обслуживание линий $I_{\text{л}}$, подстанций $I_{\text{п}}$ и издержки на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях $I_{\Delta W}$; Y — математическое ожидание ущерба от нарушения электроснабжения.

Учет ущерба от нарушений электроснабжения выполняется для подстанций, где все потребители только III категории по надежности, такие подстанции в рассматриваемом примере отсутствуют. В связи с тем, что во всех узлах сети имеются потребители I и II категорий по надежности и предусмотрено питание всех потребителей от двух независимых источников, ущерб от нарушений электроснабжения определять не следует, ибо $Y = 0$.

Определение капитальных вложений производится обычно по укрупненным стоимостным показателям для всего оборудования подстанций и ЛЭП.

Капитальные вложения в линии электропередачи вычисляются по формуле (2.2). Для каждой линии это:

$$K_{\text{л}} = c_{\text{уд}} \cdot l \cdot n \cdot k. \quad (5.4)$$

Здесь $c_{\text{уд}}$ — удельная стоимость сооружения воздушных линий, которая для линий 110 кВ определяется [11, табл. 2.2.19] в ценах 1990 года, тыс.руб/км; l — длина линии электропередачи, км; n — число параллельных линий электропередачи; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 70$.

Капитальные вложения в подстанции определяются по (2.3) с учетом наиболее дорогостоящего оборудования — высоковольтных выключателей, при этом, как указано в параграфе 5.6, при сравнении вариантов развития сети учитываются только отличия в числе допол-

нительных выключателей по вариантам. Капитальные вложения в подстанции вычисляются по соотношению:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{выкл}} = c_{\text{выкл}} \cdot n_{\text{выкл}} \cdot k, \quad (5.5)$$

где $c_{\text{выкл}}$ — расчетная стоимость ячейки выключателя, которая определяется по [11, табл. 2.2.2] в ценах 1990 года, тыс.руб/км; $n_{\text{выкл}}$ — число ячеек выключателей, приведено в табл. 5.17; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

Капитальные вложения в подстанции сети приведены в табл. 5.18.

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание линий $I_{\text{л}}$ и подстанций $I_{\text{п}}$ зависят от соответствующих капитальных вложений:

$$I_{\text{л}} = \alpha_{\text{л}} \cdot K_{\text{л}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (5.7)$$

где $\alpha_{\text{л}}$ и $\alpha_{\text{п}}$ — соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций 110 кВ, которые определяются по [11, табл. 2.1.1], $\alpha_{\text{л}} = 0,028$ и $\alpha_{\text{п}} = 0,09$.

Таблица 5.18

Капитальные вложения в подстанции

Вариант	1	2	3	4
Число учетных выключателей	0	12	8	8
Стоимость ячейки выключателя 110 кВ, тыс. руб.	30			
Коэффициент приведения к современным ценам	70			
Капитальные вложения в подстанции, млн руб.	0	25,2	16,8	16,8

Издержки на возмещение потерь электроэнергии в сети определяются по выражениям (2.7)—(2.12), то есть:

$$I_{\Delta W} = \beta_0 \cdot (\Delta P_{\text{max}} \cdot \tau + \Delta P_{\text{пост.}\Sigma} \cdot T), \quad (5.8)$$

где ΔP_{max} — суммарные переменные потери мощности в режиме максимальных нагрузок; $\Delta P_{\text{пост.}\Sigma}$ — суммарные условно постоянные потери в сети, состоящие из потерь на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий и из потерь холостого хода трансформаторов; T — число часов работы сети в году, $T = 8760$ ч; β_0 — удельная стоимость потерь электроэнергии в сети, $\beta_0 = 2$ руб./кВт·ч = $2 \cdot 10^{-3}$ млн руб./МВт·ч; τ —

число часов максимальных потерь в году, определяемое в зависимости от годового числа часов максимальной мощности по (2.13). Согласно заданию $T_{\max} = 4500$ ч, тогда $\tau = 2886$ ч.

В рассматриваемом примере не учитываются суммарные условно постоянные потери $\Delta P_{\text{пост.}\Sigma}$ вследствие того, что потери в шунтах линий в сети 110 кВ незначительны, а трансформаторы во всех вариантах одинаковы.

Потери мощности в максимальном режиме в сети найдены с использованием RASTR и указаны в разделе 5.5.

В табл. 5.19 приведены расчеты годовых издержек на покрытие потерь электроэнергии в сети по вариантам.

Таблица 5.19

Годовые издержки на потери электроэнергии в сети

Вариант	ΔP_{\max} , МВт	ΔW , МВт·ч	$I_{\Delta W}$, млн руб.
1	3,85	11111,10	22,22
2	4,49	12958,14	25,92
3	3,98	11486,28	22,97
4	3,99	11515,14	23,03

Расчеты капитальных вложений в линии электропередачи по вариантам 1–4 показаны в табл. 5.20.

Удельные капитальные вложения в линии электропередачи найдены для района Урала (II район по гололеду) при использовании железобетонных одноцепных опор в ценах 1990 года по [11, табл. 2.2.19]. При определении капитальных вложений в линии следует учесть, что во всех вариантах линия 1–2 является существующей, построена ранее и не возникла необходимость ее усиления, поэтому капиталовложения в ее сооружение не учитываются. Кроме того, не учитываются годовые издержки на амортизацию и обслуживание линии 1–2 ввиду их одинакового значения во всех вариантах развития сети.

Варианты развития сети, которые сравниваются по приведенным затратам, считаются экономически равноценными, если разница в приведенных затратах не более 5%. При этом наиболее рациональный вариант схем сети из равноэкономичных выбирается с учетом: возможностей обеспечения качества электроэнергии; перспективы развития сети (например, с более высоким классом номинального напряжения); отсутствия или необходимости реконструкции подстанций;

экономичности работы сети по истечении выбранного срока окупаемости сети (с меньшими потерями электроэнергии); более высокой надежности электроснабжения; оперативной гибкости схемы (приспособляемости к необходимым режимам работы сети, росту нагрузок и появлению новых пунктов потребления электроэнергии); улучшения условий эксплуатации; экологических характеристик сети; расхода цветного металла на провода воздушных линий и необходимого количества электрооборудования.

Таблица 5.20

Капитальные вложения в линии электропередачи

№ вар.	ЛЭП	l , км	Число цепей	Сечение	$K_{уд}$, (1990 г.) тыс. руб./км	K_L , (1990 г.) тыс. руб.	k	K_L , млн руб.
1	4–5	30	2	АС-120	11,4	684	70	47,88
	4–3	20	2	АС-120	11,4	456		31,92
	4–6	15	2	АС-120	11,4	342		23,94
	4–1	30	3	АС-185	12,9	1161		81,27
Итого по варианту 1 $K_L = 185,01$ млн руб.								
2	1–5	40	1	АС-150	11,7	468	70	32,76
	4–5	30	2	АС-240	14,0	840		58,80
	4–3	20	2	АС-240	14,0	560		39,20
	3–2	20	2	АС-185	12,9	516		36,12
	4–6	15	2	АС-120	11,4	342		23,94
Итого по варианту 2 $K_L = 190,82$ млн руб.								
3	4–3	20	2	АС-150	11,7	468	70	32,76
	2–3	20	1	АС-150	11,7	234		16,38
	4–1	30	2	АС-185	12,9	774		54,18
	4–5	30	2	АС-120	11,4	684		47,88
	4–6	15	2	АС-120	11,4	342		23,94
Итого по варианту 3 $K_L = 175,14$ млн руб.								
4	4–3	20	2	АС-150	11,7	468	70	32,76
	2–3	20	1	АС-150	11,7	234		16,38
	4–1	30	2	АС-185	12,9	774		54,18
	4–6	15	1	АС-185	12,9	193,5		13,55
	5–4	30	1	АС-185	12,9	387		27,09
	5–6	30	1	АС-120	11,4	342		23,94
Итого по варианту 4 $K_L = 167,19$ млн руб.								



Технико-экономическое сравнение вариантов развития распределительной сети приведено в табл. 5.21.

Таблица 5.21

Технико-экономическое сравнение вариантов развития сети

№ варианта	К _л , млн руб.	К _п , млн руб.	И _{ДП} , млн руб.	З	
				млн руб.	отн. ед.
1	185,01	0	22,22	64,40	1,000
2	190,82	25,20	25,92	76,84	1,193
3	175,14	16,80	22,97	67,84	1,053
4	167,19	16,80	23,03	66,09	1,026

Анализ результатов технико-экономического сопоставления вариантов развития сети показывает, что варианты 1 и 4 равноэкономичны, так как статические приведенные затраты в эти варианты отличаются менее, чем на 5%.

В этих условиях выбор наиболее рационального варианта из равноэкономичных выполняется по другим критериям. В рассматриваемом примере предпочтение отдано варианту 1 развития сети, поскольку в нем не требуется реконструкция существующей подстанции 2, которая выполняется во всех остальных вариантах развития сети. Кроме того, в варианте 1 наименьшие потери электроэнергии в сети, а это значит, что после окончания срока окупаемости сети вариант 1 будет работать с лучшими экономическими показателями, чем вариант 4.

Предварительная проверка качества электроэнергии, которая выполнялась при выборе сечений линий, показала, что дополнительных средств регулирования напряжения не требуется. Если это подтвердится при более точном анализе сети из условий наиболее тяжелых послеаварийных режимов, то вариант 1 будет окончательно признан наиболее рациональным.

5.9. Расчеты и анализ параметров качества электроэнергии в сети

.....

Целью анализа длительных установившихся режимов проектируемой сети является определение необходимых средств поддержания нормативного качества электроэнергии в длительных режимах. При

этом под обеспечением нормативного качества электроэнергии понимается соблюдение допустимых, оговоренных в ГОСТ 32144–2013 или указанных в договорах, уровней напряжений в узлах сети.

Расчеты установившихся нормальных и послеаварийных режимов распределительной электрической сети выполняются с целью выявления уровней напряжений в сети и на шинах потребителей, анализа их допустимости и выбора при необходимости средств регулирования напряжения с целью ввода режимов в допустимую область по уровням напряжений. В качестве длительных нормальных режимов обычно рассматриваются максимальный и минимальный режимы, в качестве послеаварийных — наиболее тяжелые ремонтные режимы работы проектируемой сети.

Расчеты установившихся режимов следует выполнять с использованием современных программных комплексов.

Основными этапами расчета и анализа режимов являются следующие:

- составление схем замещения и расчеты их параметров для наиболее экономичных вариантов сети;
- расчеты нормальных и послеаварийных установившихся режимов;
- анализ уровней напряжений в узлах сети и выбор средств регулирования напряжений в узлах сети на шинах потребителей;
- результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов наносятся на схему сети с указанием всех параметров установившихся режимов (векторов напряжений узлов сети, потоков мощностей в начале и конце каждого участка сети, потерь мощности на каждом участке сети и генерации линий электропередачи).

В соответствии с заданием на проектирование диапазоны допустимых отклонений напряжений от требуемых $U_{\text{треб}}$ на шинах низшего напряжения подстанций составляют $\pm 5\%$ в нормальных и $\pm 10\%$ в послеаварийных режимах.

При расчетах установившихся режимов необходимо обеспечивать номинальные напряжения на шинах генераторов. Отклонение напряжений на шинах генераторов может возникнуть при нарушении диапазонов выдачи генераторами реактивной мощности, обусловленных, как указано в разделе 5.5, ограничениями по токам статора и ротора. Для обеспечения номинальных напряжений на шинах генераторов можно использовать централизованное регулирование напряжения



в сети с помощью автотрансформатора или, при необходимости, изменением напряжения в базисном узле при соблюдении диапазонов регулирования, указанных в задании на проектирование. Кроме того, можно применить изменение коэффициента трансформации на повышающих генераторных трансформаторах, снабженных устройствами ПБВ. При этом следует учитывать, что нужно изменять коэффициенты трансформации одновременно на всех трансформаторах и при расчетах абсолютно всех установившихся режимов, поскольку устройство ПБВ не позволяет выполнять регулирование коэффициентов трансформации в суточном диапазоне без отключения нагрузки.

При анализе уровней напряжений в сети могут возникать различные ситуации:

- напряжения во всех узлах сети находятся в допустимой ГОСТ 32144–2013 зоне, но их значения на шинах низшего напряжения подстанций не равны требуемым. В этом случае для обеспечения экономической работы сети следует первоначально использовать имеющиеся средства централизованного регулирования напряжений, а затем местного для обеспечения на шинах низшего напряжения подстанции уровней напряжений, по возможности, наиболее близких к требуемым;
- напряжения в узлах сети и на шинах подстанций лежат вне допустимой ГОСТ 32144–2013 зоны. В этой ситуации необходимо первоначально использовать имеющиеся средства централизованного, а затем местного регулирования напряжений. Если при этом не удастся обеспечить требования по качеству электроэнергии, то необходимо выбрать и установить дополнительные средства регулирования напряжений в сети.

Проверку качества электроэнергии на шинах потребителей предпочтительно начинать с анализа параметров длительных установившихся режимов наиболее экономичного варианта. Если в наиболее экономичном варианте удастся обеспечить допустимые уровни напряжений на шинах потребителей без установки дополнительных средств регулирования напряжений, то длительные установившиеся режимы следующего по экономичности варианта можно не рассчитывать. В этом случае наиболее экономичный вариант является наиболее рациональным.

Если в наиболее экономичном варианте не удастся обеспечить допустимые уровни напряжений на шинах потребителей без установки дополнительных средств регулирования напряжений, то их следует вы-

брать и повторно выполнить технико-экономическое сопоставление двух наиболее экономичных вариантов. Для этого требуется предварительно оценить качество электроэнергии второго по экономичности варианта и, следовательно, выполнить для него расчеты и анализ длительных установившихся режимов.

Расчеты установившихся режимов электрической сети наиболее рационально выполнять с помощью программы RASTR. При расчетах установившихся режимов вручную следует выполнять не менее двух итераций расчета каждого установившегося режима электрической сети.

Расчеты нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных установившихся режимов варианта 1 развития электрической сети выполняются с помощью программы RASTR, при этом используется подготовленная ранее при выборе сечений линий и расчете потерь мощности исходная информация о схеме замещения и мощностях узлов сети в форме таблиц для RASTR «Узлы» и «Ветви».

Анализ параметров нормальных режимов сети варианта 1

В качестве нормальных следует рассмотреть режимы максимальных и минимальных нагрузок наиболее экономичного варианта 1 развития распределительной электрической сети.

Расчет режима максимальных нагрузок наиболее экономичного варианта 1 развития распределительной электрической сети выполнен при заданном напряжении базисного узла 220 кВ. В результате анализа параметров максимального режима варианта 1 можно отметить следующее.

1) Анализ уточненного по RASTR баланса мощностей сети в режиме максимальных нагрузок показывает, что район сети является избыточным по активной мощности и одновременно дефицитным по реактивной. В то же время на ТЭЦ имеется возможность увеличения выдачи в сеть реактивной мощности, так как реактивная мощность генераторов меньше максимально допустимой по току статора.

2) Уровни напряжений в распределительной сети находятся в интервале от 113,16 кВ до 116,56 кВ, что практически соответствуют среднему напряжению класса 110 кВ, максимальное отклонение напряжения от номинального 110 кВ наблюдается в узле 4 (+5,97%), поэтому увеличение уровней напряжений в сети не требуется.



3) Отклонения напряжений на шинах низших напряжений подстанций от требуемых составляют не более 4%. Следовательно, с помощью регулировочных ответвлений понижающих трансформаторов можно обеспечить требуемые уровни напряжений и необходимость установки дополнительных средств регулирования напряжений в сети отсутствует.

После анализа максимального режима выполнены следующие мероприятия.

1. Осуществлено централизованное регулирование напряжения путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов. РПН автотрансформаторов находятся на линейных выводах общих обмоток, пределы регулирования указаны в табл. 5.7 и составляют $\pm 6 \times 2\%$. Коэффициенты трансформации автотрансформаторов снижены от номинального значения ($K_{\text{св}} = 121/230$, $n_{\text{ат}} = 0$) до значения ($K_{\text{св}} = (121 - 2,42)/230$, $n_{\text{ат}} = -1$). При этом напряжение в узле 1 понизилось со 115 кВ до 113,4 кВ и увеличилась выдача в сеть реактивной мощности генераторами с $(31,5 \times 3)$ Мвар до $(37,8 \times 3)$ Мвар, и дефицит по реактивной мощности всей сети, включая автотрансформатор, снизился с 22 Мвар до 5,5 Мвар, причем дефицит по реактивной мощности распределительной сети 110 кВ ликвидирован полностью. Очевидно, что дальнейшее снижение напряжения в узле 1 и увеличение генерации реактивной мощности на ТЭЦ нерационально, так как приведет к увеличению выдачи реактивной мощности в базисный узел, снижению уровней напряжений и, соответственно, снижению экономичности работы сети 110 кВ за счет роста потерь активной мощности.

2. Выполнен выбор рациональных регулировочных ответвлений понижающих трансформаторов при $n_{\text{ат}} = -1$ для обеспечения требуемых уровней напряжений на шинах потребителей, показан в табл. 5.22.

Расчетное значение регулировочного ответвления трансформатора n можно найти путем деления отклонения расчетного напряжения от требуемого (%) на цену одного ответвления (%).

В рассматриваемом примере на понижающих трансформаторах цена одного ответвления, как указано в табл. 5.7, равна 1,78%. В качестве примера можно рассмотреть определение расчетного значения регулировочного ответвления трансформатора n для обеспечения требуемого напряжения в узле 21. Отклонение расчетного напряжения от требуемого составляет $(-6,13)\%$, поэтому расчетное регулировочное ответвление $n = (-6,13/1,78) = -3,44$. Далее нужно выбрать более рациональное ответвление из двух ближайших ($n = -3$) и ($n = -4$).

Таблица 5.22

**Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов
(вариант 1, максимальный режим)**

Узел сети	21	31	51	61	7
Требуемое напряжение, кВ	10,5	10,4	10,5	10,2	10,5
Расчетное напряжение до регулирования, кВ	9,86	10,04	9,88	10,53	10,45
Отклонение напряжения от требуемого, %	- 6,13	- 3,43	- 5,87	+3,21	Не регулируемый $K_{вн}$
Расчетное регулировочное ответвление	- 3,44	- 1,96	- 3,29	+1,80	
Регулировочное ответвление	- 3	- 2	- 3	+2	
Коэффициент трансформации	0,0965	0,0947	0,0965	0,0924	
Напряжение после регулирования, кВ	10,42	10,42	10,45	10,17	10,45
Отклонение напряжения от требуемого, %	- 0,78	+0,16	- 0,51	- 0,25	- 0,52

При выборе рациональных регулировочных ответвлений трансформаторов необходимо стремиться к экономии ресурса РПН, которая достигается при минимизации числа переключений. Поэтому в режиме максимальных нагрузок из двух ближайших к расчетному выбирается ответвление, при котором обеспечивается слегка заниженное (менее 1,78 %) по сравнению с требуемым напряжение на шинах подстанций, что позволяет увеличить интервал времени работы с выбранным регулировочным ответвлением, а значит, снижает число переключений РПН в течение суток. Так, для обеспечения слегка заниженного напряжения в узле 21 выбрано ближайшее ответвление ($n = -3$).

Результаты расчета режима максимальных нагрузок варианта 1 сети приведены на рис. 5.17.

Расчет режима минимальных нагрузок варианта 1 сети выполнен с целью анализа уровней и выбора средств регулирования напряжения в узлах.

В результате анализа параметров минимального режима варианта 1 выявлено, что в режиме минимальных нагрузок район сети еще более, чем в максимальном режиме, избыточен по активной и одновременно дефицитен по реактивной мощностям. При этом напряжение на шинах генераторов номинальное и диапазоны выдачи генераторами реактивной мощности не нарушены. В распределительной сети напряжения находятся в интервале от 114,46 кВ до 117,71 кВ и слегка превышают среднее напряжение класса 110 кВ.

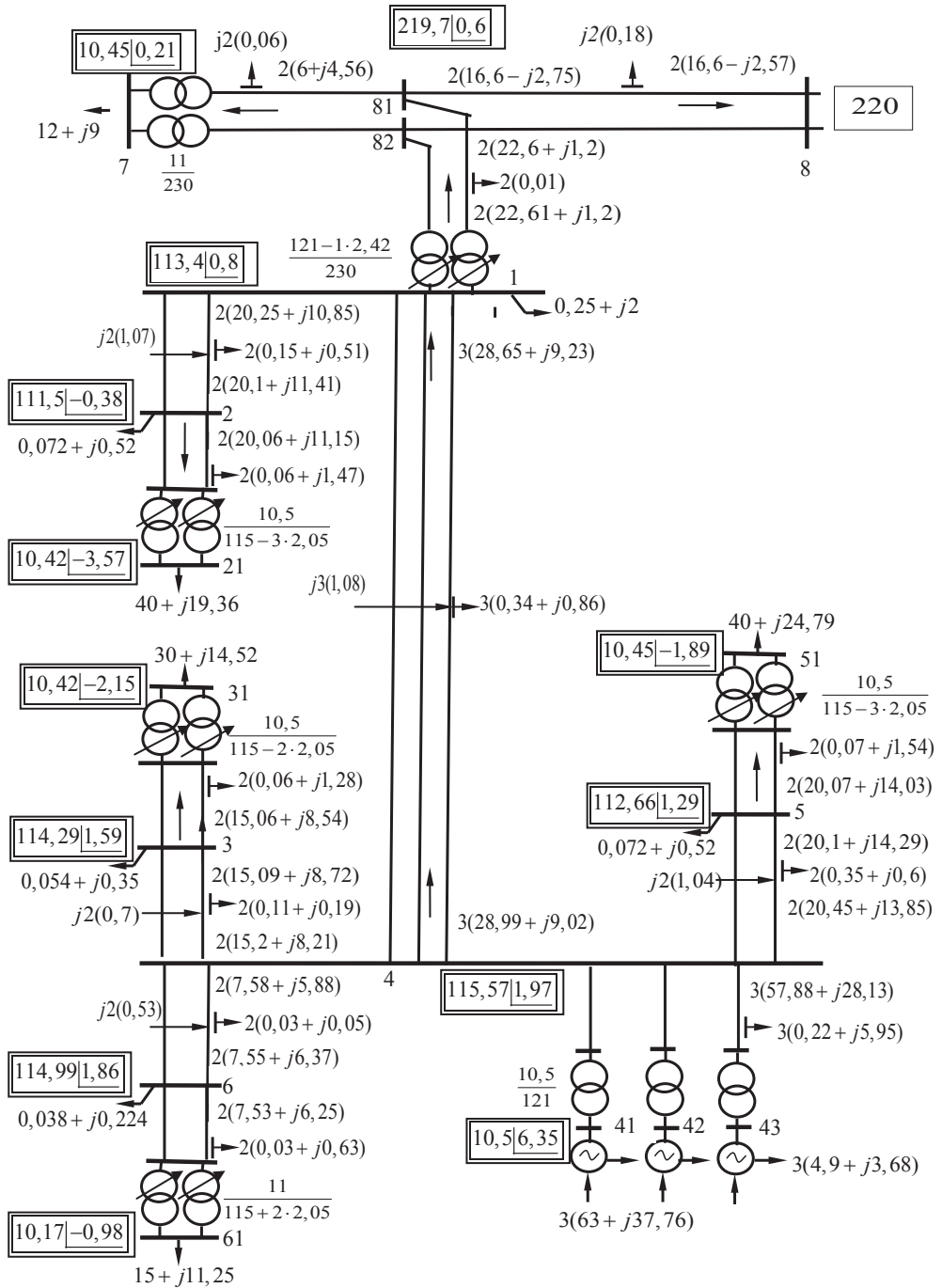


Рис. 5.17. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (вариант 1)

Централизованное регулирование напряжения с использованием того же, что и в максимальном режиме регулировочного ответвления автотрансформаторов ($n_{ат} = -1$) позволило ликвидировать дефицит по реактивной мощности района сети, при этом напряжения в распределительной сети близки среднему напряжению класса 110 кВ и находятся в интервале от 112,76 кВ до 116,69 кВ.

Выбор рациональных регулировочных ответвлений понижающих трансформаторов в режиме минимальных нагрузок показан в табл. 5.23.

Результаты расчета режима минимальных нагрузок варианта 1 сети приведены на рис. 5.18.

Таблица 5.23

**Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов
(вариант 1, минимальный режим)**

Узел сети	21	31	51	61	7
Требуемое напряжение, кВ	10,5	10,4	10,5	10,2	10,5
Расчетное напряжение до регулирования, кВ	10,11	10,36	10,28	10,87	10,49
Отклонение напряжения от требуемого, %	-3,72	-0,35	-2,14	+6,54	Не регулируемый $K_{вн}$
Расчетное регулировочное ответвление	-2,09	-0,19	-1,20	+3,67	
Регулировочное ответвление	-2	0	-1	+3	
Коэффициент трансформации	0,0947	0,0913	0,0930	0,0908	
Напряжение после регулирования, кВ	10,49	10,37	10,47	10,31	10,49
Отклонение напряжения от требуемого, %	-0,10	-0,33	-0,30	+1,10	-0,06

Анализ параметров послеаварийных режимов сети варианта 1

На основе анализа параметров нормальных режимов максимальных и минимальных нагрузок можно определить, какие послеаварийные режимы будут наиболее тяжелыми. Очевидно, что наиболее тяжелым будет режим отключения одной линии на наиболее нагруженном участке сети 1–4 в режиме минимальных нагрузок. Расчет режима выполнен при выбранных в нормальном минимальном режиме регулировочных ответвлениях автотрансформаторов ($n_{ат} = -1$) и понижающих трансформаторов.

При отключении в минимальном режиме одной цепи на участке 1–4 максимальный ток на оставшихся в работе линиях составляет

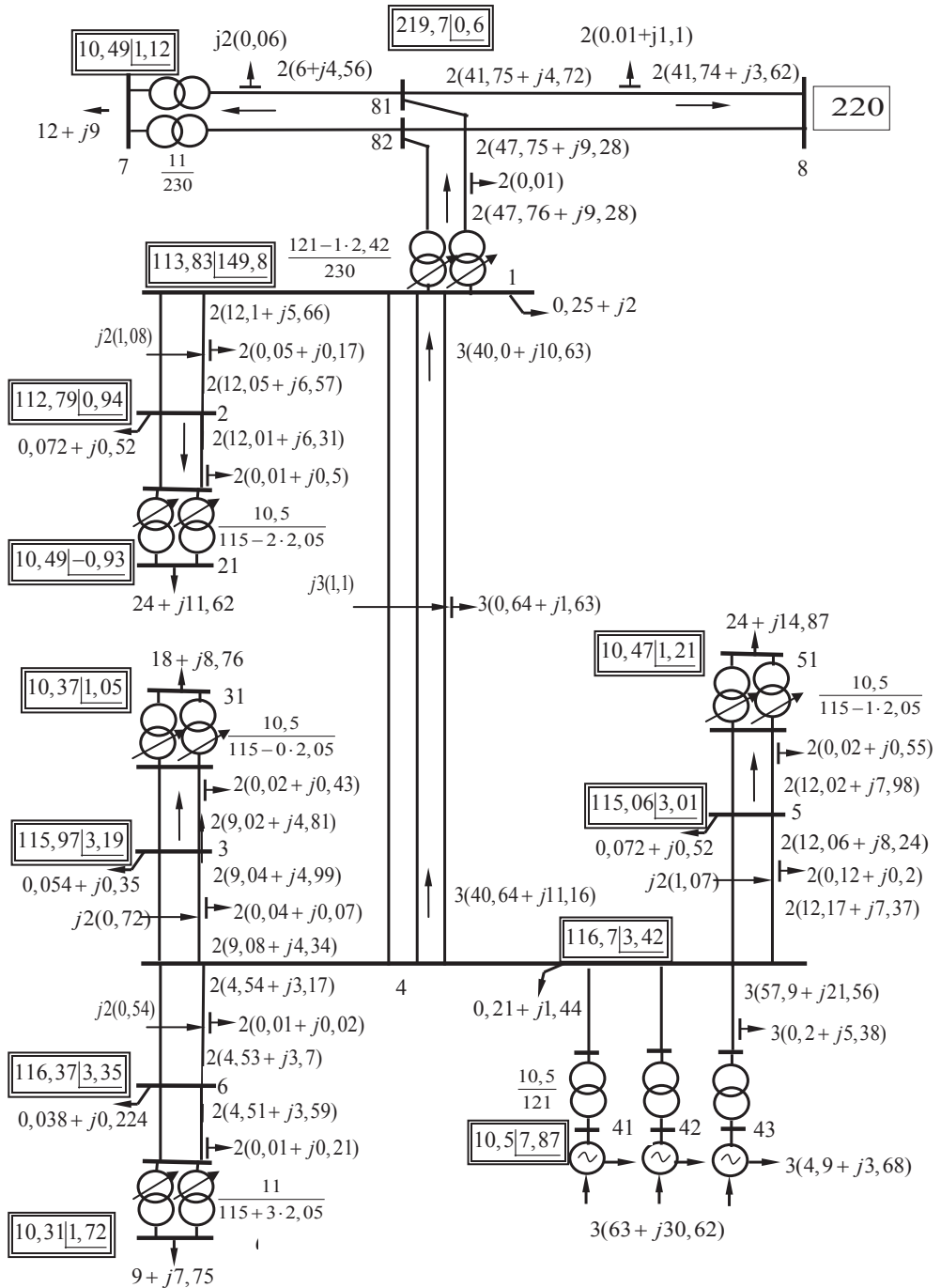


Рис. 5.18. Результаты расчета режима минимальных нагрузок (вариант 1)

308 А, что меньше допустимого тока для сечения АС-185, которое выбрано для линий на этом участке. Уровни напряжений в распределительной сети напряжения находятся в интервале от 112,3 кВ до 117,2 кВ, то есть соответствуют требованиям, напряжение на шинах генераторов номинальное и диапазоны выдачи генераторами реактивной мощности не нарушены. Таким образом, наиболее опасный режим не приводит к необходимости усиления сети или установке дополнительных средств регулирования напряжения.

Качественный анализ режимов отключения одной из цепей линий 1–2, 4–3, 4–5 и 4–6, а также при отключении одного из трансформаторов в узлах 2, 3, 4, 5 и 6 показывает, что требуемые уровни напряжений на шинах низшего напряжения понижающих трансформаторов могут быть обеспечены при переключении регулировочных ответвлений с помощью РПН. Обосновано это тем, что при поддержании в нормальных режимах требуемых напряжений на всех трансформаторах используется не более трети диапазона регулирования.

При отключении одного из параллельных элементов сети потеря напряжения может увеличиться примерно вдвое, поэтому ресурса регулирования понижающих трансформаторов будет достаточно, чтобы обеспечить требуемые уровни напряжений на шинах низшего напряжения подстанций.

Заключение. Анализ параметров нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов варианта 1 развития электрической сети показал, что качество электроэнергии в сети соответствует ГОСТ 32144–2013, следовательно, наиболее экономичный вариант 1 признан наиболее рациональным.

5.10. Выбор средств регулирования напряжения

.....

В рассмотренном выше примере, во всех вариантах развития сети дополнительных средств регулирования напряжения не требуется, поскольку при разработке вариантов предлагались рациональные решения и в сети отсутствовали далеко удаленные потребители. Однако при рассмотрении других районов сети могут возникнуть ситуации, при которых необходима установка дополнительных средств регулирования напряжения.

Для пояснения методики выбора дополнительных средств регулирования напряжения ниже рассмотрен пример, в котором необходима установка этих средств. Схема сети приведена на рис. 5.19.

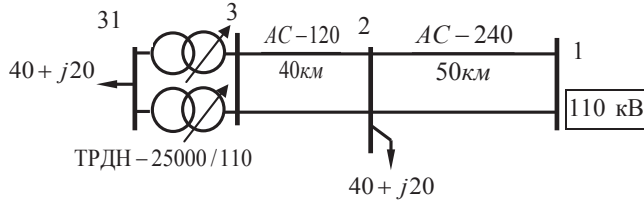


Рис. 5.19. Схема сети

На рис. 5.20 приведены результаты расчета режима максимальных нагрузок.

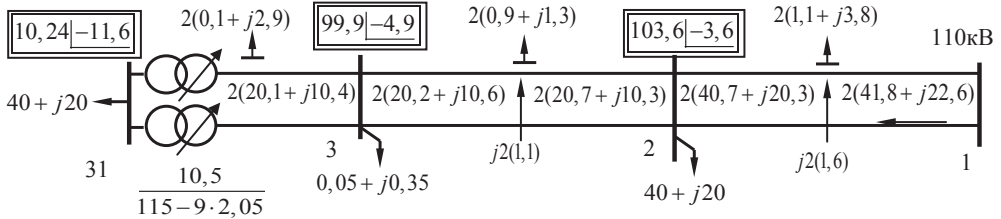


Рис. 5.20. Результаты расчета режима максимальных нагрузок

Как видно из рис. 5.20, в сети в нормальном режиме максимальных нагрузок удастся обеспечить допустимое ($\pm 5\%$ от требуемого) напряжение в узле 31 только с использованием крайнего (-9) регулировочного ответвления.

При отключении одной из наиболее нагруженных линий на участке 1–2 напряжение в узле 31 при использовании крайнего (-9) регулировочного ответвления на трансформаторах составляет 9,14 кВ. На рис. 5.21 приведены результаты расчета послеаварийного режима максимальных нагрузок после отключения одной цепи на участке 1–2.

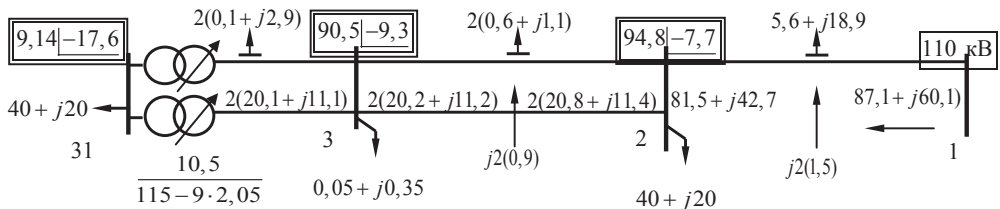


Рис. 5.21. Результаты расчета режима отключения одной линии 1–2

Таким образом, в узле 31 не удастся обеспечить допустимое ($\pm 10\%$ от требуемого) напряжение с помощью имеющихся средств регулирования и требуется установка дополнительных средств регулирования напряжения, например компенсирующих устройств. Далее следует выбрать тип компенсирующего устройства. Наиболее приемлемым решением для рассматриваемой сети будет установка батарей статических конденсаторов (БСК).

Минимальную мощность компенсирующего устройства можно найти по формуле:

$$Q_{\min} = \frac{\Delta U \cdot U_{\text{НОМ}}}{X_{j-6}^{\text{ЭКВ}}}, \quad (5.10)$$

где $\Delta U = U_{\text{min.доп}} - U_{\text{расч}}$ — требуемое изменение напряжения от расчетного $U_{\text{расч}}$ до минимально допустимого $U_{\text{min.доп}}$ для обеспечения качества электроэнергии, $X_{j-6}^{\text{ЭКВ}}$ — приведенное к классу $U_{\text{НОМ}}$ эквивалентное сопротивление от базисного узла до узла установки БСК.

Для выбора типа и мощности БСК необходимо учитывать, что БСК при расчетах установившихся режимов представляются неизменной емкостной проводимостью $B_{\text{БСК}}$ на землю (емкостным шунтом).

$$Y_{\text{БСК}} = jB_{\text{БСК}}. \quad (5.11)$$

При этом реактивная мощность $Q_{\text{БСК}}$, которую генерирует БСК, квадратично зависит от напряжения U в точке ее включения в сеть:

$$Q_{\text{БСК}} = B_{\text{БСК}} \cdot U^2, \quad (5.12)$$

поэтому перед выбором стандартной мощности БСК следует определить минимальную ее мощность при номинальном напряжении

$$Q_{\text{БСК.min}} = Q_{\min} \cdot \left(\frac{U_{\text{БСК.НОМ}}}{U_{\text{min.доп}}} \right)^2. \quad (5.13)$$

Минимальную мощность компенсирующего устройства для примера можно найти с помощью RASTR.

Алгоритм выбора БСК с помощью RASTR.

1. Задать и зафиксировать модуль минимально допустимого напряжения в рассматриваемом узле. Для узла 31 $U_{\text{min.доп}} = 0,9 \cdot U_{\text{треб}} = 9,45 \text{ кВ}$, $V = 9,45 \text{ кВ}$.

2. Задать в рассматриваемом узле достаточно широкий диапазон генерации реактивной мощности. Для узла 31 $Q_{\min} = 0$, $Q_{\max} = 10 \text{ Мвар}$.

3. Выполнить расчет установившегося режима и определить при минимально допустимом напряжении минимальную мощность компенсирующего устройства Q_{\min} . Для узла 31 по расчету $Q_{\min} = 3,45 \text{ Мвар}$.

4. Найти минимальную мощность БСК при ее номинальном напряжении. Для узла 31

$$Q_{\text{БСК.min}} = Q_{\text{min}} \cdot \left(\frac{U_{\text{БСК.ном}}}{U_{\text{min.доп}}} \right)^2 = 3,45 \cdot \left(\frac{10,5}{9,45} \right)^2 = 4,26 \text{ Мвар.}$$

5. Выбрать ближайшую стандартную большую мощность БСК, при наборе батареями конденсаторов обеспечить кратность их числа числу фаз сети (трем).

Для узла 31 и $Q_{\text{БСК}}^{\text{фаз}} = 4,26 / 3 = 1,42$ Мвар выбрана БСК 30×КС2-10,5-150-2ХЛ1, таким образом, стандартная трехфазная мощность БСК составляет 4,5 Мвар.

6. Определение емкостной проводимости $B_{\text{БСК}}$, $Y_{\text{БСК}} = jB_{\text{БСК}} = jQ_{\text{БСК}} / U_{\text{ном}}^2$.

Для узла 31 $Y_{\text{БСК}} = jB_{\text{БСК}} = jQ_{\text{БСК}} / U_{\text{ном}}^2 = j4,5 / 10,5^2 = j0,0408 \text{ См} = j40800 \text{ мкСм.}$

7. Задать в таблице «Узлы» емкостной шунт (в мкСм) в узле установки БСК.

В узле 31 задан шунт (−40800 мкСм).

8. Расфиксировать модуль напряжения в рассматриваемом узле, убрать диапазон генерации реактивной мощности и выполнить расчет режима.

В узле 31 удалось поднять напряжение до 9,47 кВ, то есть обеспечить минимально допустимое напряжение в режиме отключения одной линии 1–2.

Результаты расчета показаны на рис. 5.22.

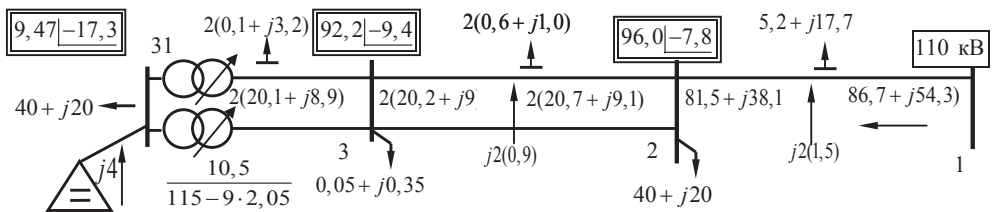


Рис. 5.22. Результаты расчета режима отключения 1–2 с БСК

Далее следует выполнить расчеты нормальных режимов (максимального и обязательно минимального) с БСК для проверки соблюдения допустимых напряжений в нормальных режимах.



6. Примеры решения практических задач

Задача 1

Определить капитальные вложения и годовые эксплуатационные издержки на сооружение в районе Урала и эксплуатацию двух параллельных линий 220 кВ длиной 80 км, выполненных сечением АС-400 на стальных одноцепных опорах. В режиме максимальных нагрузок по линии протекает ток $I = 400$ А. При решении задачи принять: коэффициент приведения к современным ценам $k = 70$; стоимость потерь электроэнергии в сети $\beta = 1,2$ руб/кВт·час; число часов максимальных потерь $\tau = 3000$ часов.

Решение задачи. Капитальные вложения при сооружении линии $K_{л}$ вычисляются по формуле: $K_{л} = c_{уд} \cdot l \cdot n \cdot k$, где $c_{уд}$ — удельная стоимость сооружения линии, $c_{уд} = 23,8$ тыс. руб/км в ценах 1990 года [11, табл. 2.3.5] для линии 220 кВ сечением АС-400 на стальных одноцепных опорах, сооружаемой во II районе по гололеду; l — длина линии; n — количество параллельных линий; k — коэффициент приведения капиталовложений к современным ценам.

$$K_{л} = c_{уд} \cdot l \cdot n \cdot k = 23,8 \cdot 10^{-3} \cdot 80 \cdot 2 \cdot 70 = 266,56 \text{ млн руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки на линию $I_{л}$ включают издержки на покрытие потерь электроэнергии в линии $I_{\Delta W}$ и издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линий $I_{ам.обс}$.

Издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линий $I_{ам.обс}$ определяются по выражениям, уже приводимым в данном пособии: $I_{ам.обс} = K_{л} \cdot \alpha_{л}$, где $\alpha_{л} = 0,028$ [11, табл. 2.3.3], тогда $I_{ам.обс} = 266,56 \cdot 0,028 = 7,46$ млн руб.

Активное сопротивление линии $R = R_0 \cdot l / n$, $R_0 = 0,075$ Ом/км [11, табл. 1.3.3], $R = 0,075 \cdot 80 / 2 = 3$ Ом.

Потери активной мощности в сети максимальном режиме
 $\Delta P_{\max} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 0,4^2 \cdot 3 = 1,44$ МВт — переменные потери.

Постоянные потери в линии — потери на коронирование,
 $\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{кор.ср}} \cdot l \cdot n$, $\Delta P_{\text{кор.ср}} = 1,5$ кВт/км [11, табл. 1.3.5],

$$\Delta P_{\text{пост}} = 1,5 \cdot 80 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,24 \text{ МВт.}$$

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в линии составляют:

$$\begin{aligned} I_{\Delta W} &= \beta \cdot (\Delta P_{\max} \cdot \tau + \Delta P_{\text{пост}} \cdot 8760) = \\ &= 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (1,44 \cdot 3000 + 0,24 \cdot 8760) = 7,71 \text{ млн руб.} \end{aligned}$$

Годовые эксплуатационные издержки на линию

$$I_{\text{л}} = I_{\text{ам.обс}} + I_{\Delta W} = 7,46 + 7,71 = 15,17 \text{ млн руб.}$$

Задача 2

Выполнить технико-экономическое сравнение с учетом надежности вариантов, изображенных на рис. 6.1. Структура нагрузки соответствует кривым 2 [11, табл. 2.4.3, рис. 2.3], в обоих вариантах $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, длина линий $l = 40$ км, мощность нагрузки в максимальном режиме $P_{\max} = 7,3$ МВт.

Капитальные вложения в ЛЭП на железобетонных опорах в IV районе по гололеду для вариантов 1 (одноцепная линия) и 2 (2 одноцепных линии) соответственно равны: $K_1 = 40,32$ млн руб; $K_2 = 68,32$ млн руб. Ежегодные эксплуатационные издержки: $I_1 = 1,664$ млн руб; $I_2 = 2,115$ млн руб.

Решение задачи. Для упрощения решения задачи предполагается, что: на подстанции в обоих вариантах установлено по два трансформатора; не учитываются параметры потока отказов выключателей вследствие их малости; не учитывается возможность аварийного отключения второй цепи при плановом ремонте первой.

Таким образом, при выходе линии из строя питание нагрузки прекращается полностью, поэтому $\xi = 1$. По кривым 2 [11, табл. 2.4.3, рис. 2.3], а также из [11, табл. 2.4.1, 2.4.2 и 2.4.4] для обоих вариантов определены факторы надежности электроснабжения, приведенные в табл. 6.1.

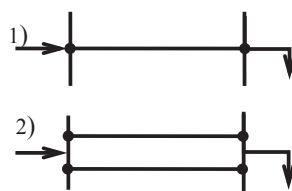


Рис. 6.1. Варианты сети:

- 1) одна линия; 2) две параллельные линии

Таблица 6.1

Факторы надежности вариантов электроснабжения

№	Фактор надежности	Вариант 1		Вариант 2	
		Обознач.	Значение	Обознач.	Значение
1	Расчетный удельный годовой аварийный ущерб, млн руб/МВт	$Y_{0.ав1}$	180	$Y_{0.ав2}$	180
2	Расчетный удельный годовой плановый ущерб, млн руб/МВт	$Y_{0.пл1}$	150	$Y_{0.пл2}$	150
3	Среднее время восстановления, лет/отказ	$T_{в1}$	10^{-3}	$T_{в2}$	$3 \cdot 10^{-3}$
4	Параметр потоков отказов, отказ/год	ω_1	0,88	ω_2	0,16
5	Коэффициент плановых простоев	$K_{пл}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$K_{пл2}$	0

Определение коэффициентов вынужденных простоев:

$$K_{ав} = \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{vi},$$

$$K_{ав1} = \omega_1 \cdot T_{в1} = 0,88 \cdot 10^{-3} = 0,88 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.},$$

$$K_{ав2} = \omega_2 \cdot T_{в2} = 0,16 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,48 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Среднегодовые ущербы из-за аварийного недоотпуска электроэнергии:

$$Y_{ав} = Y_{0.ав} \cdot P_{max} \cdot \xi \cdot K_{ав},$$

$$Y_{ав1} = 180 \cdot 7,3 \cdot 1 \cdot 0,88 \cdot 10^{-3} = 1,156 \text{ млн руб.},$$

$$Y_{ав2} = 180 \cdot 7,3 \cdot 1 \cdot 0,48 \cdot 10^{-3} = 0,631 \text{ млн руб.}$$

Величина ущерба из-за плановых простоев определяется только для варианта 1: $Y_{пл1} = Y_{0.пл} \cdot P_{max} \cdot \xi \cdot K_{пл} = 150 \cdot 7,3 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 5,475 \text{ млн руб.}$

Общая величина ущерба из-за плановых и аварийных простоев составляет:

$$Y_1 = Y_{ав1} + Y_{пл1} = 1,156 + 5,475 = 6,631 \text{ млн руб.},$$

$$Y_2 = Y_{ав2} + Y_{пл2} = 0,631 \text{ млн руб.}$$

Статические приведенные затраты с учетом при $E_H = 0,2$:

$$Z = E_H \cdot K + И + Y,$$

$$Z_1 = 0,2 \cdot 40,32 + 1,664 + 6,631 = 16,359 \text{ млн руб.},$$

$$Z_2 = 0,2 \cdot 68,32 + 2,115 + 0,631 = 16,410 \text{ млн руб.}$$

Варианты по приведенным затратам с учетом надежности отличаются менее, чем на 5%, поэтому они являются равноэкономичными

и предпочтение следует отдать варианту 2, обеспечивающему более надежное электроснабжение потребителей.

Задача 3

Разработать баланс активной мощности в максимальном и минимальном режимах работы сети, представленной на рис. 6.2. В узлах указаны активные мощности, приведенные к соответствующему классу напряжения и коэффициенты мощностей. На ГРЭС с блоками ТВВ-200 в качестве топлива используется газ. Коэффициент неравномерности графиков нагрузки $\alpha_n = 0,6$.

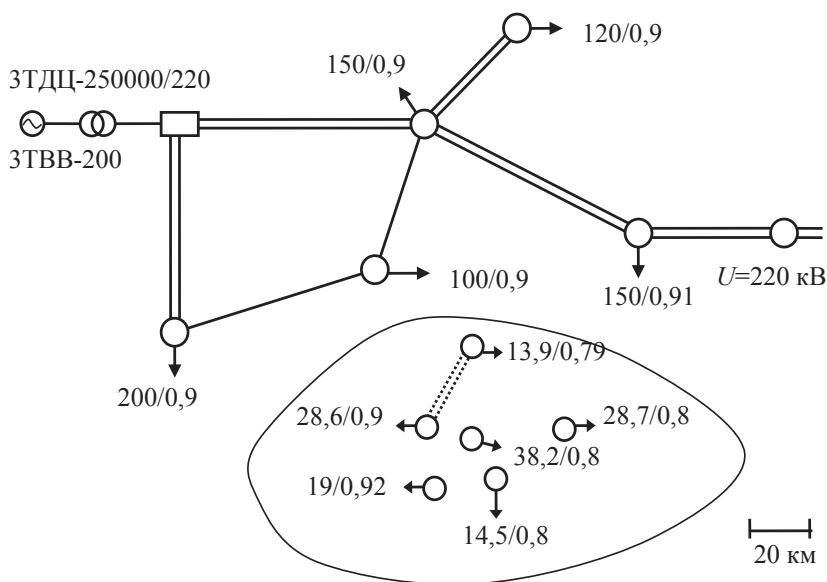


Рис. 6.2. Карта-схема района развития электроэнергетической системы:

— сеть 220 кВ; — сеть 110 кВ

Электростанция работает в базовой части графика нагрузки энергосистемы.

Решение задачи. Назначением баланса мощности является выявление типа проектируемой энергосистемы. Перед составлением баланса мощности необходимо ориентировочно определить классы напряжения сетей, в рассматриваемой задаче класс напряжения системообразующей задан (220 кВ), ориентировочный класс напряжения распределительной сети 110 кВ.

Примерные уровни потерь мощностей в сетях показаны в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Примерные уровни потерь мощностей в сетях

Класс напряжения сети, кВ	Потери мощности в % от полной нагрузки	
	активные	реактивные
750–500	2	15
330–220	3	12
150–35	4	10

При составлении балансов мощностей учитывается расход на собственные нужды электростанций, для ГРЭС с конденсационными блоками 200 МВт на газе расход на собственные нужды составляет 4,6 % от мощности блока [11, табл. 1.2.1]. Баланс активной мощности приведен в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Баланс активной мощности

Максимальный режим				Минимальный режим			
Потребление системы				Потребление системы			
Район распределительной сети				Район распределительной сети			
№ узла	P , МВт	ΔP , МВт	$P_{\text{экв}}$, МВт	№ узла	P , МВт	ΔP , МВт	$P_{\text{экв}}$, МВт
71	13,9	0,56	14,46	71	8,3	0,33	8,63
72	28,6	1,44	30,04	72	17,2	0,69	17,89
73	19,0	0,76	19,76	73	11,4	0,46	11,86
74	38,2	1,53	39,73	74	22,9	0,92	23,82
75	28,7	1,45	30,15	75	17,2	0,69	17,89
76	14,5	0,58	15,08	76	8,7	0,35	9,05
Потери в автотрансформаторе связи 220/110 кВ			0,64	Потери в автотрансформаторе связи 220/110 кВ			0,40
Итого по району (узел 7)			149,9	Итого по району (узел 7)			98,17
Системообразующая сеть				Системообразующая сеть			
2	150	4,50	154,5	2	90	2,70	92,70
3	150	4,50	154,5	3	90	2,70	92,70
4	120	3,60	123,6	4	72	2,16	74,16
5	100	3,00	103,0	5	60	1,80	61,80
6	200	6,00	206,0	6	120	3,60	123,60
7	149,9	4,50	154,40	7	98,2	2,95	101,15
Итого потребление			896,00	Итого потребление			546,11

Окончание табл. 6.3

Генерация системы				Генерация системы			
P , МВт	$P_{сн}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$P_{экв}$, МВт	P , МВт	$P_{сн}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$P_{экв}$, МВт
3*200	3*9,2	3*1	569,4	3*200	3*9,2	3*1	569,4
Дефицит мощности			326,6	Избыток мощности			23,29

Потери активной мощности в блочных повышающих трансформаторах и автотрансформаторах связи составляют ориентировочно 0,5 % передаваемой мощности.

Задача 4

Определить ориентировочное значение номинального напряжения сети, показанной на рис. 6.3, длины линий на схеме сети в километрах. Нагрузки подстанций равны: $P_2 = 36$ МВт, $P_3 = 39$ МВт, $P_4 = 22$ МВт, $P_5 = 17$ МВт, $P_6 = 41$ МВт.

Решение задачи. Потоки мощностей в линиях находятся по первому закону Кирхгофа мощности в линиях, МВт:

$$P_{14} = P_4 + P_5 + P_6 = 22 + 17 + 41 = 80 \text{ МВт},$$

$$P_{45} = P_5 + P_6 = 17 + 41 = 58 \text{ МВт},$$

$$P_{56} = P_6 = 41 \text{ МВт},$$

$$P_{12} = P_2 + P_3 = 36 + 39 = 75 \text{ МВт},$$

$$P_{23} = P_3 = 39 \text{ МВт}.$$

Номинальное напряжение можно предварительно определить по эмпирической формуле Стилла $U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}$, тогда ориентировочное значение номинального напряжения линий:

$$U_{14} = 4,34 \cdot \sqrt{22,5 + 16 \cdot 80} = 156,6 \text{ кВ},$$

$$U_{45} = 4,34 \cdot \sqrt{22,5 + 16 \cdot 58} = 133,8 \text{ кВ},$$

$$U_{56} = 4,34 \cdot \sqrt{30 + 16 \cdot 41} = 113,7 \text{ кВ},$$

$$U_{12} = 4,34 \cdot \sqrt{30 + 16 \cdot 75} = 152,2 \text{ кВ},$$

$$U_{23} = 4,34 \cdot \sqrt{23 + 16 \cdot 39} = 110,4 \text{ кВ}.$$

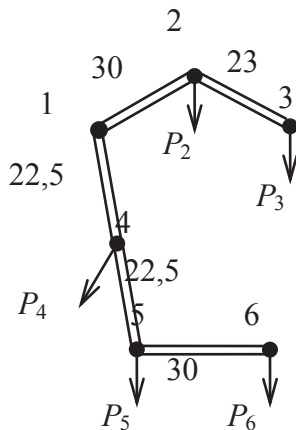


Рис. 6.3. Схема сети

Ближайшим стандартным напряжением является 150 кВ [11, табл. 1.1.1].

По кривым [11, рис. 1.1], учитывая значения P и l , попадают в область выше кривой 7, для которой ориентировочное номинальное напряжение сети 150 кВ.

Таким образом, эмпирическое выражение Стилла и кривые дают одну и ту же приближенную оценку значения $U_{\text{ном}}$. Однако номинальное напряжение 150 кВ не рекомендуется применять во вновь проектируемых сетях. Поэтому надо сравнить по приведенным затратам варианты использования сетей с номинальным напряжением 110 и 220 кВ.

Задача 5

Выбрать сечения сталеалюминиевых проводов по экономическим интервалам тока, принимая для всех подстанций число часов максимальной мощности нагрузки $T_{\text{max}} = 3800$ часов. На рис. 6.4 показаны варианты схем проектируемой сети с номинальным напряжением 110 кВ, длины линий в километрах указаны на рисунках. Нагрузки подстанций: $P_2 = 36$ МВт, $P_3 = 39$ МВт, $P_4 = 22$ МВт, $P_5 = 17$ МВт, $P_6 = 41$ МВт. Коэффициенты мощности нагрузок подстанций одинаковы, $\cos\varphi = 0,8$.

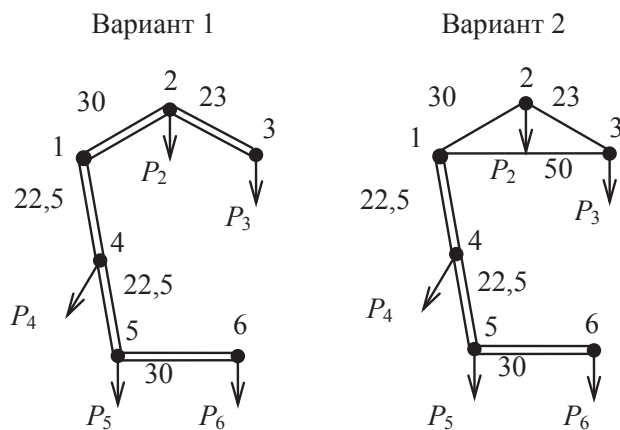


Рис. 6.4. Варианты схемы сети

Решение задачи

Вариант 1. Поток мощности в линиях находится по первому закону Кирхгофа мощности в линиях:

$$P_{14} = P_4 + P_5 + P_6 = 22 + 17 + 41 = 80 \text{ МВт},$$

$$P_{45} = P_5 + P_6 = 17 + 41 = 58 \text{ МВт},$$

$$P_{56} = P_6 = 41 \text{ МВт},$$

$$P_{12} = P_2 + P_3 = 36 + 39 = 75 \text{ МВт},$$

$$P_{23} = P_3 = 39 \text{ МВт}.$$

В нормальном режиме работы сети максимальный ток в каждой цепи линии равен

$$I_{\max,ij} = \frac{P_{ij}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}.$$

Расчетная токовая нагрузка цепи определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T,$$

где $\alpha_1 = 1,05$; $\alpha_T = 0,8$ [8].

Максимальные токи в каждой цепи линии и расчетные токовые нагрузки цепей приведены в табл. 6.4. По [11, табл. 1.3.6] выбраны сечения для II района по гололеду на железобетонных опорах. Сечения показаны в таблице 6.4.

Таблица 6.4

Параметры сети (вариант1)

№	Линия	Поток мощности, P, МВт	Максимальный ток цепи, I_{\max} , А	Расчетный ток цепи, $I_{\text{расч}}$, А	Экономическое сечение, F, мм ²
1	1–2	75	246	206,6	АС-185
2	2–3	39	127,9	107,4	АС-120
3	1–4	80	262,4	220,4	АС-240
4	4–5	56	190,3	159,9	АС-150
5	5–6	41	134,5	113	АС-120

Вариант 2. Потоки мощностей в кольце 1-2-3-1 находятся по правилу моментов в мощностях с использованием эквивалентных длин участков кольца:

$$P_{\Gamma} = P_{12} = \frac{P_2 \cdot l_{231} + P_3 \cdot l_{31}}{l_{1231}} = \frac{36 \cdot 73 + 39 \cdot 50}{103} = 44,45 \text{ МВт}.$$

Потоки мощностей в остальных линиях кольца находятся по первому закону Кирхгофа мощности в линиях:

$$P_{23} = P_{12} - P_2 = 44,45 - 36 = 8,45 \text{ МВт},$$

$$P_{13} = P_{23} - P_3 = 8,45 - 39 = -30,55 \text{ МВт}.$$

Минус перед мощностью на участке 1–3 означает, что сменилось направление потока мощности.

Потоки мощности на остальных участках остались такими же, как в варианте 1. Результаты определения расчетных токов и выбора сечений приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Параметры сети (вариант 2)

№	Линия	Поток мощности, P , МВт	Максимальный ток цепи, I_{\max} , А	Расчетный ток цепи, $I_{\text{рас}}$, А	Экономическое сечение, F , мм ²
1	1–2	44,45	291,6	244,9	АС-240
2	2–3	8,45	55,44	46,57	АС-70
3	1–3	30,55	200,4	168,3	АС-185
4	1–4	80	262,4	220,4	АС-240
5	4–5	56	190,3	159,9	АС-150
6	5–6	41	134,5	113	АС-120

Задача 6

Выбрать сечение кабельных линий по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ и проверить выбранные сечения по допустимой потере напряжения.

Схема проектируемой кабельной сети с номинальным напряжением 10 кВ показана на рис. 6.5. Нагрузки подстанций сети: $P_2 = 1,88$ МВт; $P_3 = 1,93$ МВт. Коэффициенты мощности нагрузок подстанций одинаковы, $\cos\varphi = 0,96$. Допустимая потеря напряжения в процентах номинального равна $\Delta U_{\text{доп}} = 4\%$. Длины линий: $l_{12} = 0,64$ км; $l_{23} = 0,5$ км. Число часов использования максимальной мощности $T_{\max} = 3500$ часов.

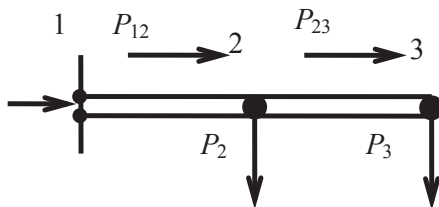


Рис. 6.5. Схема кабельной линии

Решение задачи. Выбор сечений кабельных линий по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$. Активные мощности в линиях равны: $P_{23} = 1,93$ МВт; $P_{12} = 3,81$ МВт.

Вычисление максимальных токов, протекающих по кабелям в нормальном режиме работы сети:

$$I_{\max 12} = \frac{P_{12}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{3,81}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,96} \cdot 10^3 = 114,6 \text{ А},$$

$$I_{\max 23} = \frac{P_{23}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{1,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,96} \cdot 10^3 = 58 \text{ А}.$$

При $T_{\max} = 3500$ часов экономическая плотность тока для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией составляет $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ [11, табл. 6.6]. Тогда сечение жилы кабеля

$$F_{\text{эк}12} = I_{\max 12} / j_{\text{эк}} = 114,6 / 1,4 = 81,9 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{эк}23} = I_{\max 23} / j_{\text{эк}} = 58 / 1,4 = 41,4 \text{ мм}^2.$$

Приняты ближайшие стандартные сечения жил кабеля $F_{12} = 95 \text{ мм}^2$, $F_{23} = 50 \text{ мм}^2$.

Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения. Определение сопротивлений участков кабельной линии с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией. Удельные сопротивления:

$$F = 95 \text{ мм}^2, \text{ тогда } R_0 = 0,326 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,083 \text{ Ом/км}.$$

$$F = 50 \text{ мм}^2, \text{ тогда } R_0 = 0,62 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,09 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивления участков кабельной линии:

$$R_{12} = \frac{R_0 \cdot l}{n} = \frac{0,326 \cdot 0,64}{2} = 0,104 \text{ Ом}, X_{12} = \frac{X_0 \cdot l}{n} = \frac{0,083 \cdot 0,64}{2} = 0,027 \text{ Ом},$$

$$R_{23} = \frac{R_0 \cdot l}{n} = \frac{0,62 \cdot 0,5}{2} = 0,155 \text{ Ом}, X_{23} = \frac{X_0 \cdot l}{n} = \frac{0,09 \cdot 0,5}{2} = 0,022 \text{ Ом}.$$

Определение потоков реактивной мощности:

$$Q_{12} = P_{12} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi) = 3,81 \cdot 0,292 = 1,113 \text{ Мвар},$$

$$Q_{23} = P_{23} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi) = 1,93 \cdot 0,292 = 0,564 \text{ Мвар}.$$

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_{\text{ном}}} = \frac{3,81 \cdot 0,104 + 1,113 \cdot 0,027}{10} = 0,044 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,93 \cdot 0,155 + 0,563 \cdot 0,022}{10} = 0,031 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения составляет $\Delta U_{\max} = 0,044 + 0,031 = 0,075 \text{ кВ}$, или в процентах от $U_{\text{ном}}$:

$$\Delta U_{\max(\%)} = \frac{\Delta U_{\max}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{0,075}{10} \cdot 100\% = 0,75\%.$$

Таким образом, $\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{\text{доп}}$ и выбранные кабели условию допустимой потери напряжения удовлетворяют.

Задача 7

Выбрать сечение кабельных линий по допустимой потере напряжения при дополнительном условии равенства сечения на всех участках линии. Схема проектируемой кабельной линии напряжением 10 кВ показана на рис. 6.5. Нагрузки подстанций сети: $P_2 = 1,88$ МВт; $P_3 = 1,93$ МВт. Коэффициенты мощности нагрузок подстанций одинаковы, $\cos\varphi = 0,96$. Допустимая потеря напряжения в процентах номинального равна $\Delta U_{\text{доп}} = 4\%$. Длины линий: $l_{12} = 0,64$ км; $l_{23} = 0,5$ км.

Решение задачи. Определение потоков реактивной мощности выполнено при решении задачи 6: $Q_{12} = 1,113$ Мвар, $Q_{22} = 0,564$ Мвар.

Удельное индуктивное сопротивление кабельной сети с номинальным напряжением 10 кВ $X_0 = 0,09$ Ом/км [11], ориентировочное значение потери напряжения в реактивном сопротивлении линий по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп.р}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{k=1, i=2}^n Q_{ki} \cdot X_{ki} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{k=1, i=2}^n Q_{ki} \cdot X_0 \cdot \frac{l_{ki}}{n_{ki}}.$$

$$\Delta U_{\text{доп.р}} = \frac{1,113 \cdot 0,09 \cdot 0,64 / 2 + 0,564 \cdot 0,09 \cdot 0,5 / 2}{10} = 0,0045 \text{ кВ}.$$

Допустимые потери напряжения равны $\Delta U_{\text{доп}} = 0,04 \cdot 10 = 0,4$ кВ.

Тогда потери напряжения, которые могут быть допущены в активных сопротивлениях кабеля: $\Delta U_{\text{доп.а}} = 0,4 - 0,0045 = 0,3955$ кВ = 395,5 кВ.

Токи в линиях в максимальном режиме определены при решении задачи 6:

$I_{\max 12} = 114,6$ А, $I_{\max 23} = 58$ А. По выражению (4.46) определим сечение жил кабеля:

$$F = \frac{1}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{доп.а}}} \cdot \sum_{k=1, i=2}^n \sqrt{3} \cdot I_{ki} \cdot l_{ki} \cdot \cos\varphi,$$

$$F_{12} = F_{23} = \frac{\sqrt{3} \cdot 114,6 \cdot 640 \cdot 0,96 + \sqrt{3} \cdot 58 \cdot 500 \cdot 0,96}{32 \cdot 395,5} = 13,4 \text{ мм}^2.$$

Так как по условию механической прочности сечение жил кабеля 10 кВ не должно быть меньше 35 мм^2 , то принимается стандартное сечение $F_{12} = F_{23} = 35 \text{ мм}^2$.

Удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля 10 кВ сечением 35 мм^2 можно определить по [11]:

$$F = 35 \text{ мм}^2, R_0 = 0,89 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,095 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивления участков кабельной линии:

$$R_{12} = 0,89 \cdot 0,64 / 2 = 0,285 \text{ Ом}, X_{12} = 0,095 \cdot 0,64 / 2 = 0,03 \text{ Ом},$$

$$R_{23} = 0,89 \cdot 0,5 / 2 = 0,223 \text{ Ом}, X_{23} = 0,095 \cdot 0,5 / 2 = 0,024 \text{ Ом}.$$

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_{\text{ном}}} = \frac{3,81 \cdot 0,285 + 1,113 \cdot 0,03}{10} = 0,112 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,93 \cdot 0,223 + 0,563 \cdot 0,024}{10} = 0,044 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения составляет $\Delta U_{\text{max}} = 0,112 + 0,044 = 0,156 \text{ кВ}$, или в процентах от $U_{\text{ном}}$:

$$\Delta U_{\text{max}(\%)} = \frac{\Delta U_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{0,156}{10} \cdot 100 \% = 1,56 \%.$$

Таким образом, $\Delta U_{\text{max}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$ и выбранные кабели условию допустимой потери напряжения удовлетворяют и увеличивать сечение не требуется.

Удельное реактивное сопротивление кабеля X_0 напряжением 10 кВ очень мало и может не учитываться в схеме замещения кабельной линии. Поэтому можно определять сечение кабеля, считая, что $X_0 \approx 0$, $\Delta U_{\text{доп.р}} \approx 0$, $\Delta U_{\text{доп.а}} \approx \Delta U_{\text{доп}} = 0,4 \text{ кВ}$.

При выборе сечения кабеля без учета реактивного сопротивления получается то же сечение кабеля, которое было выбрано с учетом $X_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$,

$$F_{12} = F_{23} = \frac{\sqrt{3} \cdot 114,6 \cdot 640 \cdot 0,96 + \sqrt{3} \cdot 58 \cdot 500 \cdot 0,96}{32 \cdot 400} = 13,3 \text{ мм}^2.$$

Задача 8

Проверить по условиям нагрева выбранные в задаче 5 сталеалюминиевые провода при температуре окружающей среды $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Схема сети приведена на рис. 6.4.

Решение задачи

Вариант 1. Токи нормального максимального режима в каждой цепи и сечения, выбранные по экономическим интервалам, приведены в табл. 6.6. Длительный допустимый ток для неизолированных сталеалюминиевых проводов при температуре окружающей среды $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно найти по [11, табл. 1.3.12]. Длительно допустимые токи по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяются как $I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.таб}} \cdot K_t$, где $K_t = 1,11$ [11, табл. 1.3.13] и показаны в табл. 6.6.

Для всех участков сети выполняется условие $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условиям нагрева в нормальном режиме.

Проверка выбранных сечений проводов по условию нагрева в наиболее тяжелом для каждой линии послеаварийном режиме. В разомкнутой сети наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии. Токи послеаварийного режима линий приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Параметры сети (вариант 1)

№	Линия	Максимальный ток цепи, I_{max} , А	Сечение, F , мм ²	Допустимый ток ($+25\text{ }^{\circ}\text{C}$), $I_{\text{доп.таб}}$, А	Допустимый ток ($+15\text{ }^{\circ}\text{C}$), $I_{\text{доп}}$, А	Послеаварийный ток, $I_{\text{ав}}$, А
1	1–2	246	АС-185	510	566,1	492,1
2	2–3	127,9	АС-120	375	416,3	255,8
3	1–4	262,4	АС-240	605	671,6	524,9
4	4–5	190,3	АС-150	450	499,5	380,5
5	5–6	134,5	АС-120	375	416,3	269,0

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство $I_{\text{доп}} > I_{\text{ав}}$, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева в послеаварийном режиме.

Вариант 2. Токи нормального максимального режима в каждой цепи и сечения, выбранные по экономическим интервалам, приведены в табл. 6.7. Длительный допустимый ток для неизолированных сталеалюминиевых проводов при температуре окружающей среды $+25\text{ }^\circ\text{C}$ и допустимые токи по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха показаны в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Параметры сети (вариант 2)

№	Линия	Максимальный ток цепи, I_{\max} , А	Сечение, F , мм ²	Допустимый ток ($+25\text{ }^\circ\text{C}$), $I_{\text{доп. таб.}}$, А	Допустимый ток ($+15\text{ }^\circ\text{C}$), $I_{\text{доп}}$, А	Послеаварийный ток, $I_{\text{ав}}$, А
1	1–2	291,6	АС-240	605	671,6	492,1
2	2–3	55,44	АС-70	265	294,2	255,9
3	1–3	200,4	АС-185	510	566,1	492,1
4	1–4	262,4	АС-240	605	671,6	524,9
5	4–5	190,3	АС-150	450	499,5	380,5
6	5–6	134,5	АС-120	375	416,3	269,0

Максимальные токи в линиях 1–4, 4–5, 5–6 в нормальном, послеаварийном режимах и длительно допустимые токи по нагреву те же, что и в варианте 1.

Наибольший ток послеаварийного режима: в линии 1–2 протекает при отключении линии 1–3, $I_{\text{ав}12} = 492,1\text{ А}$; в линии 1–3 — при отключении линии 1–2, $I_{\text{ав}13} = 492,1\text{ А}$; в линии 2–3 при отключении линии 1–3, $I_{\text{ав}23} = 255,9\text{ А}$. Токи показаны в табл. 6.7.

При сравнении приведенных в табл. 6.7 данных видно, что условие $I_{\text{доп}} > I_{\text{ав}}$ выполняется как для нормального, так и для послеаварийных режимов и сечения выбранных проводов увеличивать не следует.

Задача 9

Проверить по условиям нагрева допустимость прокладки двух выбранных в задаче 6 кабелей 10 кВ. Кабели с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке предполагается проложить в траншее при фактической температуре земли $+10\text{ }^\circ\text{C}$ и расстоянии между кабелями 100 мм. Длительность наибольшей нагрузки составляет 3 часа. Схема сети приведена на рис. 6.5. Максимальные токи нормального режима приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Параметры кабельных линий (нормальный режим)

№	Линия	Максимальный ток цепи, I_{\max} , А	Сечение кабеля, F , мм ²	Допустимый ток (+15 °С), $I_{\text{доп.таб}}$, А	Допустимый ток (+10 °С), $I_{\text{доп}}$, А	Коэффициент предварительной нагрузки
1	1–2	114,6	95	205	195,6	0,59
2	2–3	58,0	50	140	133,6	0,43

Решение задачи. Для одиночных кабелей сечением 95 и 50 мм², проложенных в земле при ее температуре +15 °С, длительно допустимые токи в соответствии с [4, табл. П. 10] составляют $I_{\text{доп.таб}}$ 205 А и 140 А; допустимая температура $\theta_{\text{доп}} = +60$ °С.

При отличии фактических параметров от табличных выполняется коррекция допустимых токов с помощью коэффициентов: $K_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий число работающих кабелей, лежащих рядом в земле; K_{θ} — коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля. В соответствии с [4, табл. 6.7 и П. 11] $K_{\text{п}} = 0,9$; $K_{\theta} = 1,06$.

Допустимый по нагреву ток кабельных линий определяется по соотношению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.таб}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\theta}$$

Длительно допустимые токи кабельных линий приведены в табл. 6.8.

В нормальном режиме, как видно из табл. 6.8, выполняется условие допустимости по нагреву, $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$.

Для кабельных линий 10 кВ допускается превышение допустимого тока $I_{\text{доп}}$ при перегрузках или авариях, если наибольший ток предварительной нагрузки линии в нормальном режиме был не более 80 % допустимого, $0,8I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$.

Коэффициенты предварительной нагрузки, $K_{\text{пред}} = I_{\text{макс}} / I_{\text{доп}}$, кабельных линий 1–2 и 2–3 соответственно равны: $K_{\text{пред}12} = 114,6 / 195,6 = 0,59$, $K_{\text{пред}23} = 58 / 133,6 = 0,43$.

Проверка допустимости работы кабельных линий по условиям нагрева в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля.

При отключении одного кабеля максимальные нагрузочные токи оставшегося в работе кабеля равны току участка, показаны в табл. 6.9.

Допустимые токи приведены в табл. 6.9, определяются с учетом коэффициентов $K_{\Pi} = 1$ (один кабель отключен) и $K_0 = 1,06$.

Таблица 6.9

Параметры кабельных линий (послеаварийный режим)

№	Линия	Максимальный ток, I_{\max} , А	Сечение кабеля, F , мм ²	Допустимый ток (+15 °С), $I_{\text{доп.таб}}$, А	Допустимый ток (+10 °С), $I_{\text{доп}}$, А	Коэффициент перегрузки кабеля
1	1–2	229,2	95	205	217,3	1,055
2	2–3	116,0	50	140	148,4	0,782

Допустимый коэффициент перегрузки кабелей в послеаварийном режиме составляет $K_{\text{доп}} = 1,35$ [4, табл. П. 12]. Таким образом, условие аварийной перегрузки $K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ в послеаварийном режиме выполняется и сечение кабеля увеличивать не следует.

Задача 10

Выполнить анализ качества электроэнергии в сети, схема замещения сети приведена на рис. 6.6, в нормальных и послеаварийных режимах и ввести режимы в допустимую область по качеству электроэнергии. Нагрузки узлов заданы на стороне низшего напряжения трансформаторов и приведены в табл. 6.10, требуемые напряжения в режиме максимальных нагрузок указаны в табл. 6.11.

Таблица 6.10

Характеристика нагрузок потребителей

№ узла	2	3	4	5	6
Активная мощность, МВт	40	20	40	20	35
Реактивная мощность, МВАр	19,4	9,7	19,4	9,7	17,0

Таблица 6.11

Требуемые напряжения на шинах 10 кВ подстанций

№ узла	2	3	4	5	6
Требуемое напряжение на шинах подстанции, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,1

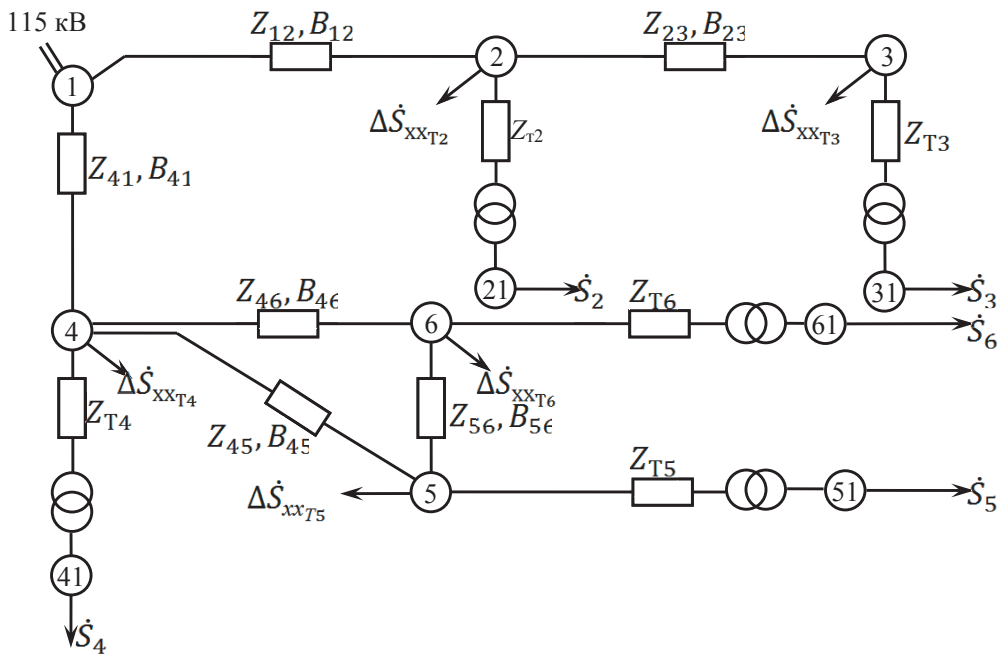


Рис. 6.6. Схема замещения сети

Трансформаторы, установленные в узлах сети, и выбранные экономические сечения приведены соответственно в табл. 6.12 и 6.13.

Таблица 6.12

Понижающие трансформаторы в узлах сети

Номер узла	Тип и число трансформаторов	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Параметры трансформаторов			
				R , Ом	X , Ом	ΔP , МВт	ΔQ , МВАр
2	2ТРДН-40000/110	115	10,5	0,7	17	0,132	3,27
3	2ТДН-16000/110	115	11	2,19	43	0,059	1,18
4	2ТРДН-40000/110	115	10,5	0,7	17	0,132	3,27
5	2ТДН-16000/110	115	11	2,19	43	0,059	1,18
6	2ТРДН-40000/110	115	10,5	0,7	17	0,132	3,27

Таблица 6.13

Сечения линий электропередачи

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей
2–3	Проект.	117	АС-70	2
1–2	Сущест.	351	АС-240	2
4–5	Проект.	168	АС-120	1
5–6	Проект.	51	АС-70	1
4–6	Проект.	153	АС-120	1
1–4	Проект.	555	АС-240	2

Решение задачи. Для выполнения анализа качества электроэнергии в сети необходимо выполнить расчеты нормального максимального и наиболее тяжелых послеаварийных установившихся режимов. Расчеты выполняются с использованием современного расчетного комплекса RASTR.

На рис. 6.7 приведены результаты расчета нормального максимального режима, как видно из рисунка, напряжения в узлах сети не соответствуют требуемым и необходимо выполнить ввод режима в допустимую область. С этой целью выполняется выбор рациональных регулировочных ответвлений РПН понижающих трансформаторов, результаты выбора рациональных ответвлений РПН приведены в табл. 6.14.

Таблица 6.14

Выбор регулировочных ответвлений РПН
(нормальный режим)

№ узла	21	31	41	51	61
Требуемое напряжение на шинах подстанции, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,1
Напряжение на шинах подстанции до регулирования, кВ	9,9	10,2	9,9	10,0	9,4
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого до регулирования, %	-3,9	0	-3,9	0	-3,9
Рациональное ответвление РПН	-2	0	-2	0	-4
Напряжение на шинах подстанции после регулирования, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,1

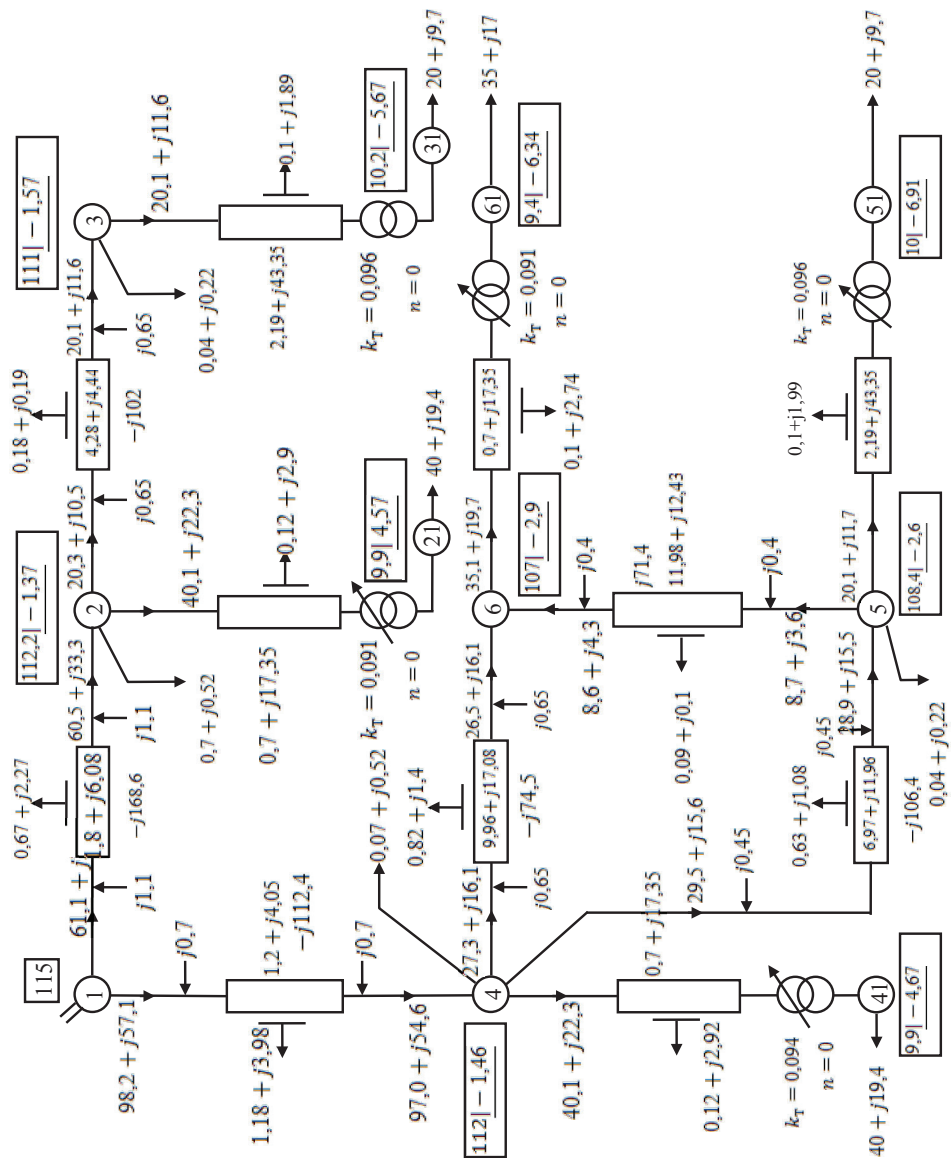


Рис. 6.7. Режим максимальных нагрузок (до регулирования напряжения)

Анализ качества электроэнергии у потребителей позволяет сделать вывод, что дополнительных средств регулирования напряжения из условий нормального режима максимальных нагрузок не требуется.

В качестве послеаварийных режимов, при которых следует выполнить анализ качества электроэнергии в электрической сети, следует рассмотреть следующие:

- отключение одной из существующих линий на участке 1–4, при этом необходимо проверить обеспечение допустимых уровней напряжений в узлах 21 и 31;
- отключение одной из проектируемых линий на участке 1–2, при этом следует проанализировать уровни напряжений в узлах 41, 51 и 61;
- отключение линии 4–5 на головном участке кольца 4–5–6–4 приведет к существенному понижению напряжения в узле 51;
- отключение линии 4–6 на другом головном участке кольца 4–5–6–4 приведет к существенному понижению напряжения в узле 61.

На рис. 6.8 приведены результаты расчета послеаварийного режима при отключении линии 4–5 на головном участке кольца 4–5–6–4, как видно из рисунка, напряжения в узлах сети не соответствуют требованиям и необходимо выполнить ввод режима в допустимую область. С этой целью выполняется выбор рациональных регулировочных ответвлений РПН понижающих трансформаторов, результаты выбора рациональных ответвлений РПН приведены в табл. 6.15.

Таблица 6.15

**Результаты выбора регулировочных ответвлений РПН
(отключена линия 4–5)**

№ узла	21	31	41	51	61
Требуемое напряжение на шинах подстанции, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,1
Напряжение на шинах подстанции (отпайки РПН максимального режима) до регулирования, кВ	10,3	10,2	10,3	8,9	9,5
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого до регулирования, %	0	0	0	–11	–6
Рациональная отпайка	–2	0	–2	–6	–7
Напряжение на шинах подстанции после регулирования, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,0

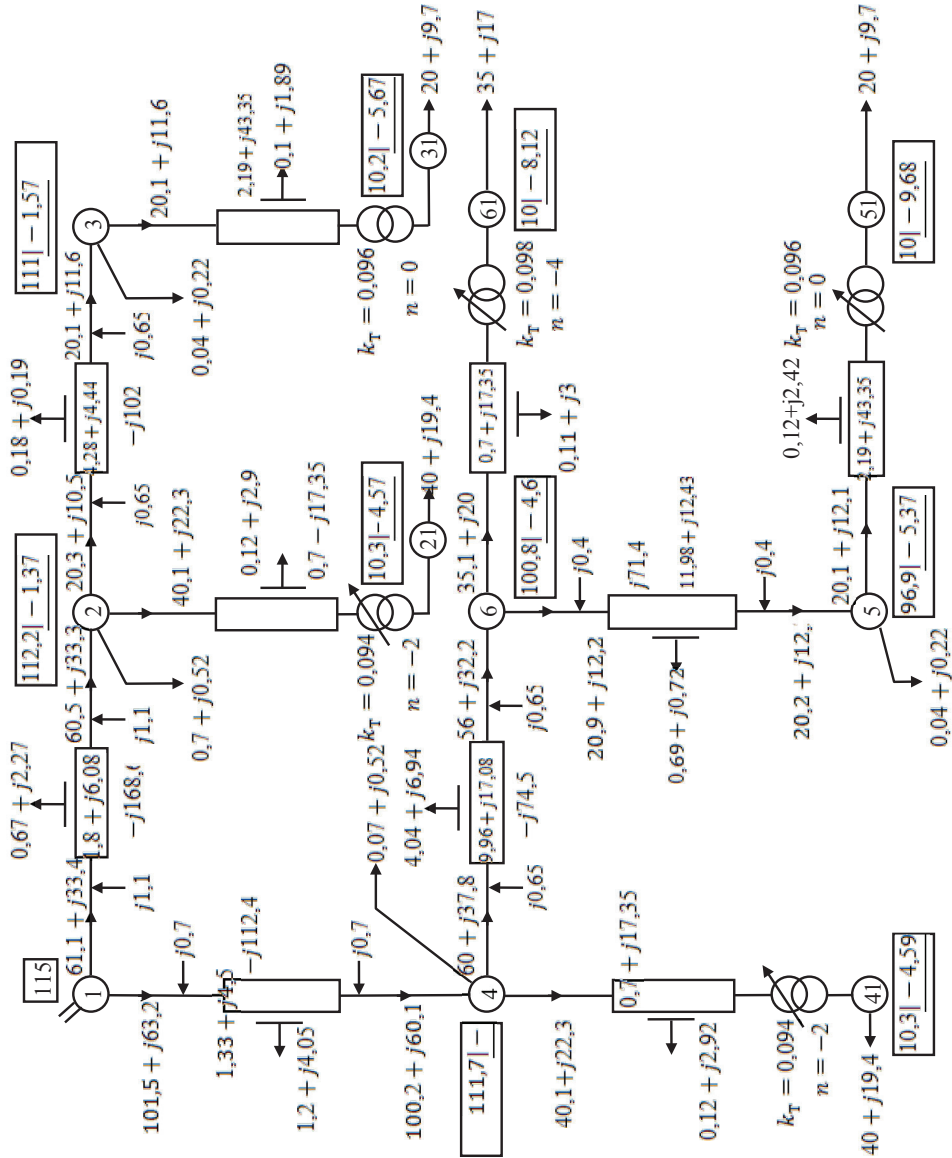


Рис. 6.8. Последварийный режим — отключение 4—5 (после регулирования напряжения)

Анализ качества электроэнергии в послеаварийном режиме при отключении линии 4–5: как видно из табл. 6.15, на шинах 10 кВ подстанций обеспечиваются требуемые уровни напряжений при дополнительном регулировании с помощью РПН трансформаторов.

Задача 11

Выполнить экономическое сопоставление схем питания потребителей III категории по надежности на примере анализа вариантов присоединения к сети узла 76, показанных на рис. 6.9. Решение этого вопроса позволит однозначно определить схему питания потребителей узла 76 относительно предлагаемых двух вариантов 1 и 2 развития сети.

Вариант 1 предполагает присоединение узла 76 к узлу 74 по двум линиям сечением АС–70 с установкой на подстанции 76 двух трансформаторов ТДН–16000/110 (рис. 6.9, а).

Вариант 2 предусматривает питание потребителей узла 76 от узла 74 по одной линии сечением АС–120 с установкой на подстанции 76 одного трансформатора ТРДН–25000/110 (рис. 6.9, б).

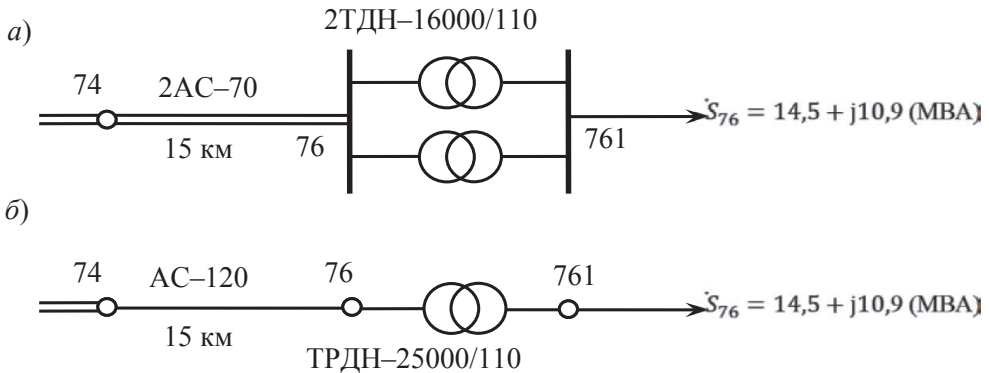


Рис. 6.9. Варианты присоединения узла 76 к сети:

а) вариант 1; б) вариант 2

Вариант 1

Капитальные вложения в линии $K_{л} = c_{уд} \cdot l \cdot n \cdot k$, где $c_{уд}$ — стоимость 1 км линии 110 кВ на железобетонных одноцепных опорах для II района по гололеду сечением АС–70 [11, табл. 2.3.3], $c_{уд} = 12$ тыс. руб./км (в ценах 1990 г.), l — длина линии, равна 20 км; n — число параллель-

ных линий, $n = 2$, k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 68,8$.

Таким образом, капитальные вложения в линии электропередачи в варианте 1 составляют:

$$K_{уд} = 12 \cdot 15 \cdot 2 \cdot 68,8 = 24768 \text{ тыс. руб.} = 24,768 \text{ млн руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию включают стоимость трансформаторов и распределительных устройств (РУ) высшего напряжения, $K_{п} = K_{т} + K_{выкл}$. Стоимости РУ низшего напряжения подстанции одинаковы в обоих вариантах, поэтому не учитываются при технико-экономическом сравнении вариантов 1 и 2.

При расчете капитальных вложений в распределительные устройства высшего напряжения подстанций определяется разница в числе ячеек выключателей 110 кВ в вариантах 1 и 2. Общее число ячеек выключателей 110 кВ в варианте 1 равно четырем (две ячейки в узле 76 и две ячейки в узле 74). Общее число ячеек выключателей 110 кВ в варианте 2 равно двум (одна ячейка в узле 76 и одна ячейка в узле 74). Таким образом, при расчете капитальных вложений в распределительные устройства высшего напряжения подстанций в варианте 1 учитываются две ячейки выключателей, а в варианте 2 — ноль ячеек.

Капитальные вложения в трансформаторы $K_{т} = c_{т} \cdot n_{т} \cdot k$, где $c_{т}$ — расчетная стоимость силового трансформатора ТДН-16000/110 [11, табл. 2.2.5], $c_{т} = 63$ тыс. руб (в ценах 1990 года); $n_{т}$ — число трансформаторов, $n_{т} = 2$; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

Капитальные вложения в выключатели 110 кВ $K_{выкл} = c_{выкл} \cdot n_{выкл} \cdot k$, где $c_{выкл}$ — расчетная стоимость ячейки выключателя 110 кВ [11, табл. 2.2.2], $c_{выкл} = 35$ тыс. руб (в ценах 1990 года); $n_{выкл}$ — число ячеек выключателей; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

Таким образом, капитальные вложения в подстанции в варианте 1 составляют:

$$K_{п} = 63 \cdot 2 \cdot 68,8 + 35 \cdot 2 \cdot 68,8 = 13484,8 \text{ тыс. руб.} = 13,485 \text{ млн руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в вариант 1 составляют:

$$K_{\Sigma} = K_{л} + K_{п} = 24,768 + 13,485 = 38,253 \text{ млн руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание [11, табл. 2.1.3] для линий 110 кВ составляют 2,8%, для подстанций 110 кВ — 9,4%, соответственно $\alpha_{\text{л}} = 0,028$, $\alpha_{\text{п}} = 0,094$.

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети, приведенной на рис. 6.9, а.

Суммарное активное сопротивление сети

$$R_{\Sigma} = R_{\text{л}} + R_{\text{п}},$$

$$R_{\text{л}} = R_0 \cdot l / n = 0,428 \cdot 15 / 2 = 3,21 \text{ Ом, где } R_0 \text{ (АС-70)} = 0,428 \text{ Ом/км}$$

[11, табл. 1.3.4],

$$R_{\text{п}} = R_{\text{т}} / n_{\text{т}}, \text{ если } R_{\text{т}} \text{ (ТДН-16000/110)} = 4,38 \text{ Ом, [11, табл. 1.4.2];}$$

$$R_{\text{п}} = 4,38 / 2 = 2,19 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Sigma} = 2,19 + 3,21 = 5,4 \text{ Ом.}$$

Таким образом, можно определить постоянные и переменные потери мощности:

$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot n_{\text{т}} = 0,019 \cdot 2 = 0,038 \text{ МВт, где } \Delta P_{\text{х.х.}} = 19 \text{ кВт [11, табл. 1.4.2].}$

Потери активной мощности в сети в максимальном режиме $\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\Sigma}$ при величине тока 0,105 кА, протекающего на участке 74–76.

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 5,4 = 0,179 \text{ МВт.}$$

Число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии β_0 , согласно заданию на проектирование, составляет 1,2 руб./кВт·час, $\beta_0 = 1,2 \cdot 10^{-3}$ млн руб./МВт·час. Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в сети варианта 1 составляют:

$$\begin{aligned} I_{\Delta W} &= \beta_0 \cdot (\Delta P_{\text{max}} \cdot \tau + \Delta P_{\text{пост}} \cdot 8760) = \\ &= 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (0,179 \cdot 2886 + 0,038 \cdot 8760) = 1,019 \text{ млн руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, приведенные затраты в сеть в вариант 1 присоединения узла 76 составляют

$$\begin{aligned} Z_1 &= E_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + \alpha_{\text{л}} \cdot K_{\text{л}} + \alpha_{\text{п}} \cdot K_{\text{п}} + I_{\Delta W} = \\ &= 0,2 \cdot 38,253 + 0,028 \cdot 24,768 + 0,094 \cdot 13,485 + 1,019 = 10,631 \text{ млн руб.} \end{aligned}$$

Вариант 2

Капитальные вложения в линии при $c_{уд} = 11,4$ тыс.руб./км стоимости 1 км линии 110 кВ на железобетонных одноцепных опорах для II района по гололеду сечением АС–120 [11, табл. 2.3.3], $l = 15$ км; $n = 1$, $k = 68,8$. Капитальные вложения в линии электропередачи в варианте 2 составляют:

$$K_{л} = 11,4 \cdot 15 \cdot 1 \cdot 68,8 = 11764,8 \text{ тыс. руб.} = 11,765 \text{ млн руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию варианта 2. Капитальные вложения в трансформаторы при расчетной стоимости силового трансформатора ТРДН–25000/110 [11, табл. 2.2.5], $c_T = 84$ тыс. руб (в ценах 1990 года); $n_T = 1$; $k = 68,8$.

Капитальные вложения в ячейки выключателей 110 кВ в варианте 2 равны 0, так как $n_{выкл} = 0$. Таким образом, капитальные вложения в подстанции в варианте 2 составляют:

$$K_{п} = 84 \cdot 1 \cdot 68,8 + 35 \cdot 0 \cdot 68,8 = 5779,2 \text{ тыс. руб.} = 5,779 \text{ млн руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в вариант 2 составляют:

$$K_{\Sigma} = K_{л} + K_{п} = 11,765 + 5,779 = 17,544 \text{ млн руб.}$$

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети, приведенной на рис. 6.9, б.

Суммарное активное сопротивление сети при R_0 (АС-10) = = 0,249 Ом/км [11, табл. 1.3.4] и R_T (ТРДН-25000/110) = 2,54 Ом [11, табл. 1.4.2].

$$R_{\Sigma} = R_{л} + R_{п} = 0,249 \cdot 15 / 1 + 2,54 / 1 = 3,735 + 2,54 = 6,285 \text{ Ом.}$$

Потери мощности в сети:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{х.х}} \cdot n = 0,027 \cdot 1 = 0,027 \text{ МВт;}$$

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 6,285 = 0,208 \text{ МВт.}$$

Величина тока по связи 74–76 определяется величиной нагрузки, поэтому не изменяется.

Число часов максимальных потерь $\tau = 2886$ ч.

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в сети варианта 2 составляют:

$$I_{\Delta W} = 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (0,208 \cdot 2886 + 0,027 \cdot 8760) = 1,004 \text{ млн руб.}$$

Питание потребителей узла 76 в варианте 2 может быть аварийно прекращено вследствие отключения линии или трансформатора. Рас-

чет ущерба, связанного с перерывом питания потребителей III категории по надежности узла 76, определяется по соотношению $Y = Y_0 \cdot P_{\max} \cdot K_B \cdot \xi$, где $K_B = \sum_{i=1}^m T_{vi} \cdot \omega_i$.

При расчете ущерба следует учесть: два последовательно включенных элемента — линию и трансформатор ($m = 2$); степень ограничения потребителей электроэнергии, при полном отключении $\xi = 1$; максимальную мощность потребителей, МВт.

Параметры потока отказов линии $\omega_l = 1,1$ отказ/год на 100 км и трансформатора $\omega_T = 0,02$ отказ/год [11, табл. 2.4.4]. Среднее время восстановления линии 110 кВ $T_{в.л} = 1,0 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ. Среднее время восстановления трансформатора зависит от наличия в системе резервного трансформатора, $T_{в.т} = 20,0 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при наличии в системе резервного трансформатора и $T_{в.т} = 60,0 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при его отсутствии [11, табл. 2.4.1].

Удельный ущерб от аварийного перерыва электроснабжения потребителей III категории надежности $Y_0 = 25,5$, и $\alpha = 6$ тыс. руб./кВт = 6 млн руб./МВт [11, рис. 2.2] в ценах 1990 года, тогда

$$Y_0 = 6 \cdot 25,5 = 153 \text{ млн руб./МВт.}$$

Тогда годовой ущерб от аварийного перерыва электроснабжения потребителей III категории надежности

$$Y = 153 \cdot 14,5 \cdot 1 \cdot \left(1,1 \cdot \frac{15}{100} \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \right) = 1,253 \text{ млн руб.}$$

Таким образом, приведенные затраты в сеть в вариант 2 присоединения узла 76 составляют:

$$Z_2 = E_n \cdot K_\Sigma + \alpha_l \cdot K_l + \alpha_n \cdot K_n + I_{\Delta W} + Y,$$

$$Z_2 = 0,2 \cdot 17,544 + 0,028 \cdot 11,765 + 0,094 + 5,779 + 1,004 + 1,253 = 6,638 \text{ млн руб.}$$

Сопоставление приведенных затрат показывает, что вариант 2 более экономичен, чем вариант 1.

Отличие приведенных затрат составляет

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100 \% = \frac{10,631 - 6,638}{6,638} \cdot 100 \% = 60 \%,$$

поэтому предпочтение отдается более экономичному варианту 2.

Таким образом, при технико-экономическом сопоставлении вариантов 1 и 2 развития распределительной сети питания потребителей узла 76 осуществляется по одной линии сечением АС–120 с установкой на подстанции одного трансформатора ТРДН–25000/110.



Список библиографических ссылок

1. Ананичева С. С., Мезенцев П. Е. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2013. 147 с.
2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М. : Экономика, 2000. 421 с.
4. Электрические системы. Электрические сети : учебник для электроэнергетических специализированных вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Высш. шк., 1998. 511 с.
5. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие. 3-е изд. М. : КНОРУС, 2012. 648 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов. М. : Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
7. Ананичева С. С., Мызин А. Л. Оценка сравнительной эффективности инвестиционных проектов методом интегральных приведенных затрат : материалы III междунар. науч.-практ. конф. «Энергосистема, управление, конкуренция, образование». Екатеринбург, 2008.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
9. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. М. : НЦ ЭНАС, 2012. 376 с



10. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 2 / под ред. Е. Ф. Макарова. М. : Папирус ПРО, 2003. 622 с.
11. Ананичева С. С., Шелюг С. Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург : УрФУ, 2015. 87 с.
12. Зуев Э. Н., Ефентьев С. Н. Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и кабелей : учеб. пособие. М. : МЭИ, 2005. 88 с.
13. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2014.
14. Ананичева С. С., Мызин А. Л. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах : учеб. пособие. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2013. 108 с.
15. Ананичева С. С., Мызин А. Л. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей : учеб. пособие. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 102 с.
16. Ананичева С. С., Мызин А. Л. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей : учеб. пособие. Екатеринбург : УрФУ, 2011. 82 с.
17. СТО 56947007–29.240.30.010–2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ типовые решения. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf



Оглавление

1. Задачи прогнозирования и проектирования электрических систем	3
2. Критерии проектирования электрических систем	7
2.1. Техничко-экономические показатели развития электроэнергетических систем	8
2.2. Критерии экономической эффективности развития электрической системы	13
2.3. Учет критерия надежности при проектировании электрической системы	25
2.4. Учет критерия качества электроэнергии при проектировании электрической системы	31
2.5. Экологический критерий и его учет при проектировании электрических сетей	33
2.6. Учет других критериев проектирования электрических сетей	37
3. Принципы проектирования электрических сетей	42
3.1. Разработка балансов мощностей при проектировании	42
3.2. Выбор номинального напряжения электрических сетей	47
3.3. Разработка рациональной конфигурации электрических сетей	53
4. Выбор сечений линий электропередачи	57
4.1. Принципы выбора сечений проводов и кабелей	57
4.2. Выбор сечений по экономическому критерию	60
4.3. Выбор сечений по критерию качества	72
5. Пример проектирования распределительной сети	93
5.1. Задание на проектирование	93
5.2. Выбор класса номинального напряжения сети	95
5.3. Разработка баланса мощностей	96
5.4. Разработка вариантов конфигурации сети	98
5.5. Определение токораспределения в вариантах сети	100
5.6. Выбор и проверка сечений линий электропередачи	107
5.7. Выбор схем распределительных устройств подстанций	115
5.8. Техничко-экономическое сравнение вариантов развития сети	118
5.9. Расчеты и анализ параметров качества электроэнергии в сети	123
5.10. Выбор средств регулирования напряжения	132
6. Примеры решения практических задач	136
Список библиографических ссылок	162

