

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Электротехнический факультет
Кафедра электроэнергетических систем

Г. А. Черепанова

А. В. Вычегжанин

ВЫБОР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЕЕ РАБОТЫ

Учебное пособие

Киров
2013

УДК 621.311.1(07)

Ч-467

Рекомендовано к изданию методическим советом
электротехнического факультета ФГБОУ ВПО «ВятГУ»

Допущено редакционно-издательской комиссией методического совета ФГБОУ ВПО «ВятГУ» в качестве учебного пособия для студентов направления 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» всех профилей подготовки

Рецензенты:

кандидат технических наук, директор филиала системного оператора
ЦДУ ЕЭС России «РДУ энергосистемой Кировской области»
В. Л. Легконравов;

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой электротехники ФГБОУ ВПО «ВятГУ»
А. А. Красных

Черепанова, Г. А.

Ч-467 Выбор основных элементов электрической сети и анализ режимов ее работы: учебное пособие / Г. А. Черепанова, А. В. Вычегжанин. – Киров: ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2013. – 102 с.

УДК 621.311.1(07)

В издании рассмотрены основные принципы проектирования электросетевого района, приведена структура проектирования с указанием ключевых положений и этапов проекта. Даны рекомендации по выполнению каждого из рассматриваемых разделов с подробным описанием действующих методик, ссылками на нормативную документацию и примерами расчетов. В пособии также нашли отражение принципы системного подхода к выбору мощности компенсирующих устройств на основании нормативных документов, вступивших в действие в 2007 году. В приложении приведены справочные данные, а также варианты заданий. Рис. 47, табл. 45, библиогр. 7 назв.

Тех. редактор Е. В. Кайгородцева

© ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	4
1.1. Исходные данные для проектирования	4
1.2. Содержание расчетно-пояснительно- записки курсового проекта	6
2. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ СЕТЕВОГО РАЙОНА	7
2.1. Выбор номинального напряжения сети	7
2.2. Выбор мощности компенсирующих устройств	15
2.3. Выбор сечений и марок проводов линий электропередачи	21
2.4. Структурные схемы подстанций. Выбор мощности трансформаторов подстанций	29
2.5. Схемы электрических соединений подстанции	35
3. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	43
3.1. Составление схемы замещения электрической сети	43
3.2. Расчет режима максимальных нагрузок	44
3.3. Расчет режимов минимальных нагрузок	55
3.4. Расчет послеаварийных режимов	58
3.5. Расчет параметров режима по программе «ROOR»	58
4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	60
5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ СПРОЕКТИРОВАННОЙ СЕТИ	70
6. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	81
Приложение А. Расчетные данные элементов электрической сети	82
Приложение Б. Укрупненные показатели стоимости	88
Приложение В. Варианты заданий для курсового проекта	91

ВВЕДЕНИЕ

Теоретические вопросы проектирования, расчетов и анализа режимов электрических сетей закрепляются, углубляются и обобщаются при комплексном решении вопросов в процессе работы студентов над курсовым проектом. При его выполнении студент приобретает практические навыки самостоятельного решения инженерных задач, развивает творческие способности к исследованию технических вопросов в области электроэнергетики, обучается пользованию технической, справочной литературой и другими информационными материалами для проектирования.

В курсовом проекте разрабатывается электрическая сеть напряжением 35–220 кВ, предназначенная для электроснабжения промышленного района, содержащего шесть предприятий или населенных пунктов. Электроснабжение этих пунктов осуществляется от крупной узловой подстанции.

В пособии изложены вопросы компенсации реактивной мощности, расчета основных режимов работы сети, регулирования напряжения, приведены общие требования к содержанию и объему проекта, а также рекомендации по оформлению расчетно-пояснительной записки.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1. Исходные данные для проектирования

Проектирование развития электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса проектных работ, к которым относятся следующие:

1. Разработка схем развития ЕЭС и ОЭС, которые осуществляются, как правило, по заданию ОАО Федеральной сетевой компании единой энергетической системы (ОАО «ФСК ЕЭС»). Задачей проектирования является

обоснование развития основной электрической сети, проектирование линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций напряжением 220 кВ и выше.

2. Разработка схем развития районных энергосистем (РЭС). Задачей проектирования является определение очередности строительства сетей 110 кВ и выше на проектный уровень с учетом перспективы.

3. Разработка схем развития распределительных сетей 35–220 кВ по отдельным сетевым районам. Данные проекты выполняются по заданию АО-энерго, отдельных сетевых районов или крупных потребителей электроэнергии.

Учебное проектирование соответствует низшему из перечисленных уровней, то есть разработке схем развития отдельных сетевых районов.

Исходные данные для проектирования электрической сети районного значения содержат необходимые сведения об источниках и потребителях электроэнергии. Источником питания проектируемой сети служат шины крупной подстанции энергосистемы «А». Взаимное расположение источника питания и пунктов потребления электроэнергии с линиями, соединяющими их, а также конструктивное исполнение линий (2 – двухцепная, 1+1 – две одноцепных, 1 – одноцепная), указано на плане района. Масштаб указывается в задании. Наибольшая зимняя нагрузка для каждого пункта потребления, коэффициенты мощности $\cos\varphi$, количество силовых трансформаторов на подстанциях приведены в виде таблицы. В задании указываются также номинальные напряжения $U_{ном}$ распределительных устройств подстанции «А», продолжительность использования наибольшей нагрузки потребителями данного района $T_{нб}$ и район климатических условий по гололеду.

Коэффициент попадания максимума нагрузки пунктов 1–6 в максимум нагрузки энергосистемы условно принимается равным 1.

1.2. Содержание расчетно-пояснительной записки курсового проекта

Основным содержанием курсового проекта является проектирование электрической сети, определение параметров режима ее работы, регулирование напряжения на шинах подстанций, определение основных технико-экономических показателей.

В проекте должны быть выполнены следующие разделы (их ориентировочный объем указан в скобках):

- выбор номинального напряжения линий (5 %);
- расчет компенсации реактивной мощности (5 %);
- выбор номинальных параметров линий и трансформаторов (25 %);
- разработка схемы электрических соединений (5 %);
- расчет параметров схемы замещения сети и режима ее работы (30 %);
- регулирование напряжения на шинах подстанций (10 %);
- анализ результатов режима работы спроектированной сети (10 %);
- расчет основных технико-экономических показателей (10 %).

Оформление расчетно-пояснительной записки (ПЗ) выполняется в соответствии с требованиями стандарта предприятия [1, 2] и ЕСКД. В расчетно-пояснительной записке должен содержаться следующий материал:

- оригинал задания;
- реферат;
- содержание;
- введение;
- основные разделы, включающие в себя расчеты и их результаты, описание и обоснование принятых решений;
- заключение;
- библиографический список источников информации.

Деление на главы, как правило, совпадает с основными разделами проекта. Каждая глава и изложение каждого вопроса в ПЗ должны начинаться с четкой формулировки задачи, решаемой в рассматриваемом разделе, а заканчиваться выводами.

При выполнении расчетов приводится обоснование или пояснение применяемого расчетного метода, а также расчетные формулы в общем виде. Далее приводится пример численной подстановки конкретных данных в формулы и окончательный результат вычисления. Для всех остальных расчетов, проводимых по изложенному методу, даются результаты, сведенные в таблицы.

Таблицы и рисунки в тексте ПЗ оформляются в соответствии с [1, 2]. По ходу изложения должны даваться ссылки на источники информации.

Основные результаты расчета режимов сети вместе с исходными данными, мощности нагрузок и компенсирующих устройств в режимах максимальных нагрузок, напряжение на шинах 6–10 кВ подстанций до и после регулирования, рабочие ответвления устройств регулирования (РПН, ПБВ и др.) показываются в виде таблиц или рисунков, приводимых в тексте ПЗ.

2. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ СЕТЕВОГО РАЙОНА

2.1. Выбор номинального напряжения сети

В общем случае выбор номинального напряжения производится на основе технико-экономических расчетов. Величиной $U_{ном}$ определяются параметры линий электропередачи и электрооборудования подстанций, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы.

В электрических сетях большинства энергосистем России принята шкала напряжений 110–220–500 кВ. В ОЭС «Северо-Запада» и частично в ОЭС «Центра» используется шкала 150–330–750 кВ. Сети напряжением 150

и 330 кВ рекомендуется применять, как правило, в пределах районов их существующего использования. Напряжение 35 кВ используется в распределительных сетях, однако современная тенденция перспективного развития сетей ориентируется на исключение напряжения 35 кВ, рекомендуя его лишь для электроснабжения мелких (с нагрузкой 5–10 МВт) промышленных предприятий и сельскохозяйственных потребителей.

Номинальное напряжение определяется передаваемой активной мощностью и длиной линии электропередачи. Поэтому для заданной конфигурации необходимо определить распределение активных мощностей в схеме. Для замкнутых фрагментов схем сети предполагается, что все ее участки выполнены проводами одного сечения, поэтому потокораспределение находится по длинам линий.

Для предварительной оценки номинального напряжения можно воспользоваться данными табл. 2.1 или провести расчет по эмпирическим формулам. Так, при длинах линий от 50 до 250 километров и передаваемой мощности от 5 до 60 МВт на одну цепь используют формулу, кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (2.1)$$

где l – протяженность воздушной линии электропередачи, км;

P – передаваемая мощность, МВт.

Для двухцепных линий при значениях произведения передаваемой мощности на длину $P \cdot l$ от 5 до 50000 МВт·км возможно использование формулы, кВ:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}. \quad (2.2)$$

При расчете $U_{ном}$ по табл. 2.1 следует иметь ввиду, что меньшие мощности можно передать на большее расстояние и наоборот.

При определении длины линий надо учитывать, что протяженность трассы из-за ее непрямолинейности и неровностей рельефа местности на 5 – 15 % больше расстояний по прямой между рассматриваемыми пунктами.

Таблица 2.1

Область характерного применения различных значений
номинального напряжения

Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	Протяженность линии l , км	Передаваемая мощность P , МВт
35	5–20	5–20
110	50–100	15–60
220	150–300	150–300

Для всех участков замкнутой части схемы рекомендуется выбирать одинаковые значения номинального напряжения $U_{ном}$.

Пример 1.

Электроснабжение пунктов 1–5 предполагается осуществлять от системной подстанции «А», которая имеет распределительные устройства с номинальными напряжениями 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ. Взаимное географическое расположение пунктов потребления электроэнергии и узловой подстанции «А» с указанием масштаба, а также конфигурация сети приведены на рис. 2.1.

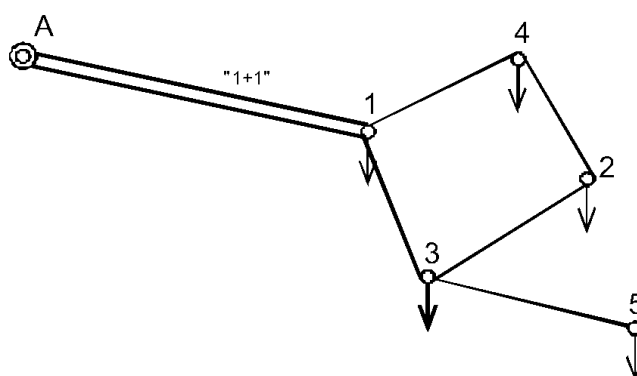


Рис. 2.1. Конфигурация сети

В табл. 2.2 даны мощности потребителей, соответствующие режиму наибольших нагрузок, а также коэффициент мощности и количество силовых трансформаторов на подстанции. Требуется произвести выбор номинального напряжения для каждого участка сети.

Таблица 2.2

Параметры нагрузок подстанций

Пункт	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка P , тыс. кВт	40	9	22	16	8
Коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$	0,85	0,83	0,84	0,85	0,85
Количество силовых трансформаторов на подстанции	2	2	2	2	1

Для выбора номинального напряжения участков сети необходимо определить их протяженности с учетом непрямолинейности трасс линий и провести предварительные расчеты перетоков активной мощности по ним.

Длины линий, определенные с учетом масштаба и рекомендаций по их увеличению, составляют величины, указанные на рис. 2.2.

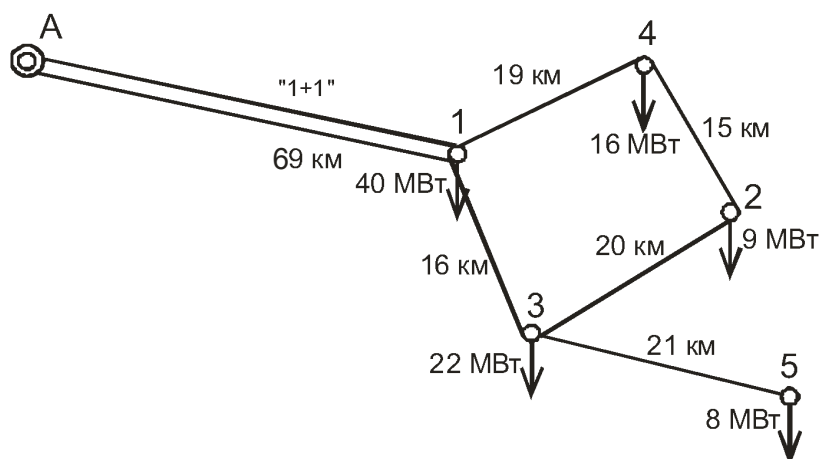


Рис. 2.2. Географическое расположение подстанций

Распределение активных мощностей на магистрально-радиальных участках сети определяется по первому закону Кирхгофа. Расчеты начинают с наиболее удаленных точек сети, последовательно приближаясь к

точке питания (подстанция «А»). Мощность в линии «3-5» в соответствии с первым законом Кирхгофа для узла 5 будет равна, МВт:

$$D_{35} = D_5;$$

$$D_{35} = 8.$$

Перетоки активной мощности в замкнутой части сети определяются из условия, что все участки, входящие в замкнутый контур, выполнены проводами одного сечения, поэтому мощности на головных участках можно определить по длинам линий [3].

При расчете потокораспределения на первом этапе проектирования электрической сети не учитываются потери мощности, потери напряжения и зарядные мощности линий электропередачи. Поэтому мощность в начале линии «3-5» равна мощности в конце этой линии и равна мощности, потребляемой нагрузкой узла 5. Следовательно, при расчете потокораспределения в замкнутой части схемы нагрузка узла 3 принимается равной сумме мощностей P_3 и P_5 .

Центром питания для замкнутой части является узел 1. Рассматриваемую кольцевую часть сети можно представить в виде линии с двухсторонним питанием, мысленно разрезав ее по узлу 1 (рис. 2.3).

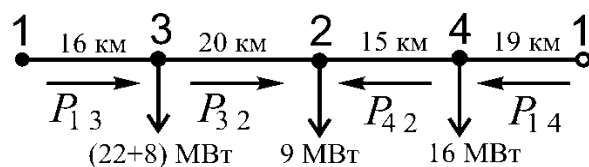


Рис. 2.3. Преобразование замкнутой части сети
в линию с двухсторонним питанием

Тогда значения P_{13} и P_{14} :

$$\begin{aligned}
 D_{13} &= \frac{(D_3 + D_5) \cdot (l_{32} + l_{24} + l_{14}) + P_2 \cdot (l_{24} + l_{14}) + P_4 \cdot l_{14}}{l_{13} + l_{32} + l_{24} + l_{14}}, \\
 P_{14} &= \frac{(D_3 + D_5) \cdot l_{13} + P_2 \cdot (l_{32} + l_{13}) + P_4 \cdot (l_{24} + l_{32} + l_{13})}{l_{13} + l_{32} + l_{24} + l_{14}}. \quad (2.3) \\
 D_{13} &= \frac{(22 + 8) \cdot (20 + 15 + 19) + 9 \cdot (15 + 19) + 16 \cdot 19}{16 + 20 + 15 + 19} = 31,86; \\
 P_{14} &= \frac{(22 + 8) \cdot 16 + 9 \cdot (20 + 16) + 16 \cdot (15 + 20 + 16)}{16 + 20 + 15 + 19} = 23,14.
 \end{aligned}$$

В качестве проверки правильности вычислений можно использовать уравнение баланса мощностей, то есть мощность, поступающая в замкнутую часть сети (сумма мощностей головных участков) должна быть равна сумме мощностей нагрузок, получающих питание в этой части сети:

$$\begin{aligned}
 P_{13} + P_{14} &= P_2 + P_3 + P_4 + P_5; \\
 31,86 + 23,14 &= 9 + 22 + 16 + 8.
 \end{aligned}$$

Направлениями потоков мощности на участках «3-2» и «4-2» задаются произвольно, после чего мощности, передаваемые по этим и другим линиям сети, определяются по первому закону Кирхгофа.

По линии «А-1» от источника питания «А» передается мощность ко всем приемникам электрической энергии, то есть

$$\begin{aligned}
 D_{A1} &= D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5; \\
 P_{A1} &= 40 + 9 + 22 + 16 + 8 = 95.
 \end{aligned}$$

Перетоки активной мощности по участкам сети, определенные по описанному выше алгоритму, приведены на рис. 2.4.

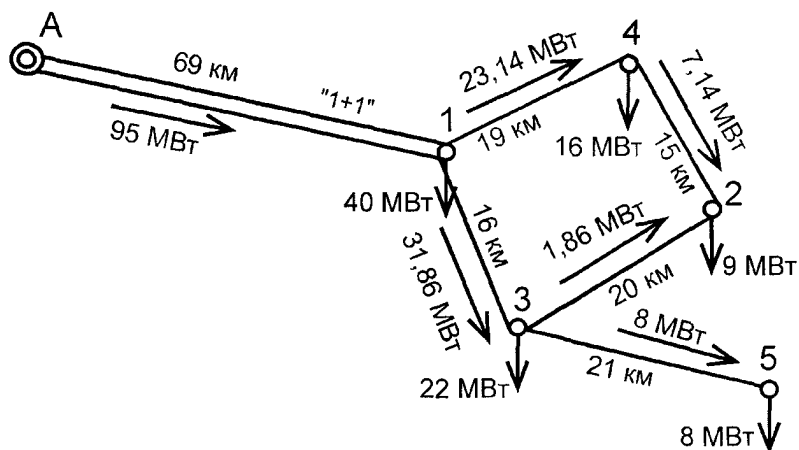


Рис. 2.4. Потокораспределение в электрической сети

Участок сети «А-1» выполнен двумя одноцепными линиями, поэтому, используя формулу (2.1), определяем $U_{ном}$ линии «А-1»:

$$U_{ном \text{ А1}} = 4,34 \cdot \sqrt{69 + 16 \cdot \frac{95}{2}} = 124,96 \text{ кВ.}$$

Для линии «А-1» может оказаться целесообразным напряжение как 220 кВ, так и 110 кВ. Первый вариант будет характеризоваться большими капитальными вложениями на сооружение линии и подстанции 1, но меньшими потерями мощности. Второй будет иметь меньшие капитальные затраты на сооружение сети, но при этом потери мощности и электроэнергии возрастут. А так как по рассматриваемому участку передается энергия для всех потребителей сети, то перспектива развития всего сетевого района будет определяться пропускной способностью линии «А-1». При выполнении этой линии на напряжение 110 кВ она будет работать практически на пределе своих возможностей. Важным обстоятельством является и тот факт, что в этом случае при отключении одной из параллельных линий «А-1» в результате аварийной ситуации уровни напряжения на всех подстанциях района существенно снизятся, что может привести к ухудшению качества отдаваемой потребителю электроэнергии. Это может вызвать необходимость установки дополнительных средств регулирования напряжения на подстанциях либо применения

проводов с сечениями, значительно превышающими экономически целесообразные, что негативно скажется на величине капитальных вложений.

Выбор напряжения для остальных участков производится аналогично по формулам (2.1) и (2.2).

Для кольцевой части сети номинальные напряжения составят, кВ:

$$U_{ном\ 1-3} = 4,34 \cdot \sqrt{16 + 16 \cdot 31,86} = 99,51;$$

$$U_{ном\ 1-4} = 4,34 \cdot \sqrt{19 + 16 \cdot 23,14} = 85,62;$$

$$U_{ном\ 3-2} = 4,34 \cdot \sqrt{20 + 16 \cdot 1,86} = 30,61;$$

$$U_{ном\ 4-2} = 4,34 \cdot \sqrt{15 + 16 \cdot 7,14} = 49,34.$$

Так как в кольце рекомендуется для всех участков принимать одинаковое номинальное напряжение, то следует выбрать номинальное напряжение 110 кВ.

Для электроснабжения потребителей подстанции 5 предполагается строительство одноцепной линии «3-5» протяженностью 21 километр, по которой передается мощность 8 МВт. Согласно формуле (2.1) ее номинальное напряжение составит, кВ:

$$U_{ном\ 35} = 4,34 \cdot \sqrt{21 + 16 \cdot 8} = 52,98.$$

Для этой линии возможны два варианта: $U_{ном} = 110$ кВ и $U_{ном} = 35$ кВ. Для первого варианта будут больше капитальные вложения на сооружение линии и подстанции 5, но меньше потери мощности и капитальные затраты на сооружение подстанции 3, на которой следует установить в этом случае двухобмоточные трансформаторы. Для второго варианта увеличатся потери мощности в сети, но уменьшатся капитальные затраты на линию и подстанцию 5. На подстанции 3 потребуется установка трехобмоточных трансформаторов, что увеличит ее стоимость. Окончательный выбор номинального напряжения линий «А-1» и «3-5» можно сделать на основании

технико-экономических расчетов. В рамках рассматриваемого проекта такие расчеты не предусматриваются.

2.2. Выбор мощности компенсирующих устройств

Обмен энергии в магнитных и электрических полях различных устройств переменного тока обуславливают потребление этими устройствами индуктивной или емкостной реактивной мощности. Потребление емкостной реактивной мощности эквивалентно генерации индуктивной. Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели, индукционные электрические печи, сварочные аппараты.

По аналогии с активной энергией для реактивной также различают полезное потребление и потери. Для питающих сетей энергосистем в качестве полезной принимается реактивная мощность, выдаваемая с шин вторичного напряжения понизительных подстанций. Основные потери реактивной мощности имеют место в повышающих и понижающих трансформаторах и в линиях электропередачи.

Генерация реактивной мощности осуществляется в установках, которые можно подразделить на системные и потребительские. Системные установки – это синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, мощные батареи статических конденсаторов поперечного включения, линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

Потребительские установки – конденсаторные батареи, синхронные двигатели, работающие в режиме перевозбуждения, статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности с непрерывным регулированием СТК – предназначены для повышения коэффициента мощности $\cos\varphi$ отдельных предприятий. Осуществляя генерацию реактивной мощности непосредственно в пункте ее потребления, эти установки обеспечивают разгрузку элементов энергосистемы от реактивных составляющих токов, что ведет к уменьшению потерь активной

мощности и энергии, уменьшению потерь напряжения, повышению уровней напряжения, увеличению пропускной способности ЛЭП и т. д.

Синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов, СТК называют компенсирующими устройствами, а выработку реактивной мощности этими устройствами – компенсацией реактивной мощности. В настоящее время наблюдается рост потребления активной и реактивной энергии в промышленности, широкое применение находят новые приемники электрической энергии в коммунально-бытовом секторе. Это приводит к увеличению токов в существующих сетях и снижению уровней напряжения, поэтому компенсация реактивной мощности, поэтому компенсация реактивной мощности как мероприятие, способное уменьшить эти негативные явления, имеет большое значение.

В феврале 2007 года приказом Минпромэнерго России утвержден порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$). В соответствии с этим приказом для всех потребителей электрической энергии (за исключением потребителей бытового назначения), присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более 150 кВт, в договоре энергоснабжения указывается предельное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi_{\text{П}}$, потребляемой в часы максимальных нагрузок электрической сети. Значения $\text{tg } \varphi_{\text{П}}$ определяются для каждой точки присоединения потребителей электроэнергии к электрической сети в соответствии с табл. 2.3

Таблица 2.3

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\text{tg } \varphi_{\text{П}}$
напряжением 110 кВ	0,5
напряжением 35 кВ	0,4
напряжением 6–20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Соблюдение указанных соотношений между активной и реактивной мощностью должно обеспечиваться потребителем электрической энергии либо осуществлением мероприятий, направленных на снижение потребления реактивной мощности, либо использованием устройств компенсации реактивной мощности. В случае несоответствия коэффициента мощности значениям, указанным в договоре, сетевая компания и поставщик электроэнергии применяют повышающий коэффициент к тарифу на услуги по передаче электрической энергии (в том числе в составе конечного тарифа на электрическую энергию).

Значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, установлено равным нулю.

В перечень вопросов, подлежащих рассмотрению в данном курсовом проекте, не входит упорядочение технологического процесса предприятий, получающих электроэнергию от подстанций 1-6. Поэтому для соблюдения соотношения между активной и реактивной мощностью следует предусмотреть установку компенсирующих устройств. Подключение компенсирующих устройств условно предусматривается к секциям шин 10 кВ. В действительности компенсация реактивной мощности производится не только в сети 10 кВ, но и в сети 0,38 кВ. Реактивная мощность потребителей i – ой подстанции $Q_{max\ i}$, равна:

$$Q_{max\ i} = P_{max\ i} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.4)$$

где $P_{max\ i}$ – значение заданной максимальной активной мощности нагрузки;

$tg\varphi_i$ – коэффициент мощности нагрузки, определяемый по заданному значению $cos\varphi_i$.

Предельная реактивная мощность $Q_{\Pi\ i}$, превышение которой повлечет увеличение тарифа на электроэнергию, определяется по $tg\varphi_{\Pi}$:

$$Q_{\Pi\ i} = P_{max\ i} \cdot tg\varphi_{\Pi}. \quad (2.5)$$

Мощность компенсирующих устройств Q_{Ki} , устанавливаемых на каждой подстанции равна:

$$Q_{Ki} = Q_{max i} - Q_{Pi} \quad (2.6)$$

Наиболее широкое распространение для компенсации реактивной мощности получили комплектные конденсаторные установки (ККУ). Характеристики ККУ, выпускаемых Серпуховским конденсаторным заводом «Электроинтер», приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Комплектные конденсаторные установки

Тип установки	$U_{ном}$, кВ	Установленная мощность, квар	Количество конденсаторов
УКЛ(П) 57-10,5-112,5У3	10,5	112,5	1(3× 37,5 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-150У3	10,5	150	1(3× 50 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-225У3	10,5	225	1(3× 75 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-300У3	10,5	300	1(3× 100 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-450У3	10,5	450	1(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-900У3	10,5	900	2(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-1350У3	10,5	1350	3(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-1800У3	10,5	1800	4(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-2250У3	10,5	2250	5(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-2700У3	10,5	2700	6(3× 150 квар)
УКЛ(П) 57-10,5-3150У3	10,5	3150	7(3× 150 квар)

Структура условного обозначения:

УК – установка конденсаторная;

Л(П) – левое (правое) размещение ячейки ввода;

57 – исполнение без разъединителя;

10,5 – номинальное напряжение;

У – для умеренного климата;

3 – размещение внутри помещения.

Необходимая мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых на каждой подстанции, набирается параллельным включением серийно выпускаемых ККУ. При мощности компенсирующего устройства на одну

секцию шин не менее 10 Мвар при напряжении 10 кВ и не менее 5 Мвар при напряжении 6 кВ экономически целесообразна установка синхронных компенсаторов, их характеристики приведены в [4, 7].

В курсовом проекте можно считать, что трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях загружены одинаково и могут эксплуатироваться отдельно. Поэтому мощности ККУ, подключаемых к каждой секции низшего напряжения подстанции, рекомендуется выбирать одинаковыми и равными половине суммарной мощности ККУ для подстанции.

В результате выбора типа и мощности компенсирующих устройств определяются расчетные нагрузки в пунктах потребления, которые используются для всех последующих расчетов при проектировании сети. Это максимальная зимняя нагрузка:

$$\dot{S}_{\max i} = P_{\max i} + j(Q_{\max i} - Q_{\text{к ном } i}), \quad (2.7)$$

где $Q_{\text{к ном } i}$ – номинальная мощность компенсирующих устройств на i -й подстанции, включенных в режиме наибольших нагрузок.

Пример 2.

Для электрической сети, изображенной на рис. 2.1, выполнить компенсацию реактивной мощности. На подстанциях 1÷4 установлены по два трансформатора, на подстанции 5 – один. Напряжение на шинах низшего напряжения, к которым присоединяются потребители электрической энергии, равно 10 кВ.

Для подстанции 1 реактивная мощность нагрузки $Q_{\max i}$ определяется по заданному значению коэффициента мощности, Мвар:

$$\begin{aligned} Q_{\max i} &= P_{\max i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1, \\ Q_{\max i} &= 40 \cdot 0,62 = 24,8. \end{aligned}$$

Предельное значение реактивной мощности $Q_{\text{П1}}$ равно, Мвар:

$$\begin{aligned} Q_{\text{П1}} &= P_{\max 1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{П1}}, \\ Q_{\text{П1}} &= 40 \cdot 0,4 = 16. \end{aligned}$$

Мощность компенсирующих устройств, Мвар:

$$Q_{K1} = 24,8 - 16 = 8,8.$$

Трансформаторы на подстанциях 1÷4 работают отдельно, каждый на свою секцию шин, нагрузка каждого из них равна половине мощности нагрузки подстанции $S_{max} / 2$. Поэтому конденсаторные установки должны подключаться к обеим секциям шин 10 кВ.

По табл. 2.4 выбираются тип и количество комплектных конденсаторных установок. К каждой секции шин можно подключить по две конденсаторные установки УКЛ 57-10,5-2250У3. Суммарная мощность конденсаторных установок на подстанции 1 равна, Мвар:

$$Q_{к ном} = 2 \cdot 2 \cdot 2,250 = 9,0.$$

Расчетная нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции 1 после компенсации, МВ·А

$$\dot{S}_{max i} = 40 + j(24,8 - 9,0) = 40 + j15,8.$$

Результаты расчета для остальных подстанций сведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Результаты расчета компенсации реактивной мощности

Параметр	Подстанция				
	1	2	3	4	5
\dot{D}_{max} , МВт	40	9	22	16	8
$tg\varphi$	0,62	0,67	0,65	0,62	0,62
Q_i , Мвар	24,80	6,03	14,30	9,92	4,96
$tg\varphi_i$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Q_{II} , Мвар	16,00	3,60	8,80	6,40	3,20
Q_K	8,80	2,43	5,50	3,52	1,76
Количество и тип ККУ, установленных на одной секции	2×УКЛ 57-10,5-2250У3	1×УКЛ 57-10,5-1350У3	1×УКЛ 57-10,5-2250У3 1×УКЛ 57-10,5-450У3	1×УКЛ 57-10,5-1800У3	1×УКЛ 57-10,5-1800У3
Количество секций	2	2	2	2	1
$Q_{K ном}$, Мвар	9,00	2,7	5,40	3,6	1,8
\dot{S}_{max} , МВ·А	40+j15,80	9+j3,33	22+j8,90	16+j6,32	8+j3,16

2.3. Выбор сечений и марок проводов линий электропередачи

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют производить выбор сечений проводов воздушных линий (ВЛ) электропередачи по экономической плотности тока $j_{\text{э}}$, значения которой приведены в табл. А.2 в зависимости от типа проводника и времени использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$. Этот метод в ряде случаев может приводить к ошибкам, поскольку основан на ряде не вполне обоснованных допущений: линейной зависимости капитальных вложений от сечения проводов ВЛ, предположения о непрерывности сечения проводов в выражении приведенных затрат. Экономическая плотность тока не зависит от номинального напряжения, материала и типа опор ВЛ и т. д.

В настоящее время разработан метод выбора сечений проводов линий 35–750 кВ по экономическим интервалам токовой нагрузки, свободный от перечисленных недостатков. Порядок расчета этим методом и соответствующие таблицы приведены в [3].

В данном курсовом проекте выбор сечений проводов ВЛ в соответствии с рекомендациями ПУЭ [5] производится по экономической плотности тока, порядок расчета при этом следующий:

1. Определяется распределение активных и реактивных мощностей в электрической сети в режиме максимальных нагрузок.

2. Определяются токи $I_{\text{max } ik}$ на участках рассматриваемой сети, А:

$$I_{\text{max } ik} = \frac{\sqrt{P_{\text{max } ik}^2 + Q_{\text{max } ik}^2}}{n_{ik} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном } ik}} \cdot 10^3, \quad (2.8)$$

где $P_{\text{max } ik}, Q_{\text{max } ik}$ – активная и реактивная мощности в линии i - k после компенсации реактивной мощности, МВт, Мвар; n_{ik} – количество цепей или параллельных ЛЭП на данном участке; $U_{\text{ном } ik}$ – номинальное напряжение рассматриваемой линии, кВ.

3. По табл. А.2 определяется значение экономической плотности тока j_{ε} .

4. Находится экономическое сечение провода линии i - k :

$$F_{\varepsilon ik} = \frac{I_{max ik}}{j_{\varepsilon}}. \quad (2.9)$$

5. По табл. А.1 выбирается марка провода, при этом следует иметь ввиду, что по условиям отсутствия общей короны и механической прочности ЛЭП для каждого номинального напряжения существует свой диапазон применяемых сечений сталеалюминиевых проводов, приведенный в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Диапазон применяемых сечений проводов ВЛ

Номинальное напряжение $U_{ии}$, кВ	35	110	150	220
Сечения сталеалюминиевых проводов, мм ²	35÷150	70÷240	120÷300	240÷400

Выбранные сечения проводов ЛЭП необходимо проверить по нагреву длительно протекающими токами и по потере напряжения. Проверка по нагреву должна выполняться для наиболее тяжелых послеаварийных режимов работы сети. Для двухцепных линий или для двух параллельных одноцепных линий электропередачи это будут отключения одной цепи или линии, для замкнутых схем необходимо определить токи в линиях при очередном отключении головных участков. Совпадение аварийных отключений двух и более линий считается маловероятным. Токи, рассчитанные для послеаварийных режимов, необходимо сравнить с допустимыми по нагреву токами (I_{don}) для выбранных проводов, приведенными в табл. А.1 или в [4, 7].

Если ток послеаварийного режима окажется больше допустимого для данной марки провода, то следует выбрать провода с большим сечением.

Проверка по потере напряжения выполняется как для нормального, так и для послеаварийного режимов работы сети. Суммарные потери напря-

жения до электрически наиболее удаленного пункта в сети одного номинального напряжения в нормальном режиме работы не должны превышать 15 %, а при наиболее тяжелых аварийных отключениях линий – 20 %.

Если потери напряжения будут больше указанных допустимых значений, то рекомендуется выбрать провода с большим сечением или перейти к более высоким значениям номинального напряжения линий.

Пример 3.

Определить сечение сталеалюминиевых проводов воздушных линий электропередачи электрической сети, изображенной на рис. 2.4, методом экономической плотности тока. Номинальное напряжение линии А-1 – 220 кВ, остальной сети – 110 кВ. Время использования максимальных нагрузок $T_{i\dot{a}} = 5500$ часов.

Распределение активных мощностей в сети рассчитано в п. 2.1. Аналогично определяется распределение реактивных мощностей.

Центром питания для замкнутой части сети является узел 1. Мысленно разрезав сеть по этому узлу, можно представить ее в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 2.5).

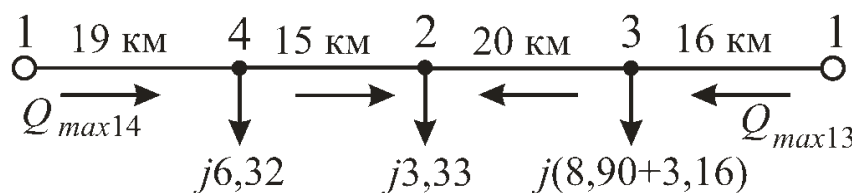


Рис. 2.5. Распределение реактивных мощностей

Распределение реактивных мощностей определяется по длинам линий, Мвар:

$$Q_{max14} = \frac{Q_4(l_{42} + l_{23} + l_{13}) + Q_2(l_{23} + l_{13}) + (Q_3 + Q_5)l_{31}}{l_{14} + l_{42} + l_{23} + l_{13}},$$

$$Q_{max13} = \frac{Q_4l_{14} + Q_2(l_{14} + l_{42}) + (Q_3 + Q_5)(l_{14} + l_{42} + l_{23})}{l_{14} + l_{42} + l_{23} + l_{13}}. \quad (2.10)$$

$$Q_{max14} = \frac{6,32 \cdot (15 + 20 + 16) + 3,33 \cdot (20 + 16) + (8,90 + 3,16) \cdot 16}{19 + 15 + 20 + 16} = 9,07;$$

$$Q_{max13} = \frac{6,32 \cdot 19 + 3,33 \cdot 34 + 12,06 \cdot 54}{70} = 12,64.$$

Проверка:

$$Q_{max13} + Q_{max14} = Q_{max4} + Q_{max2} + Q_{max3\Sigma};$$

$$21,71 = 21,71.$$

На других участках сети распределение реактивных мощностей определяется по первому закону Кирхгофа:

$$Q_{42} = Q_{14} - Q_4; \quad Q_{42} = 9,07 - 6,32 = 2,75;$$

$$Q_{32} = 0,58; \quad Q_{35} = 3,16; \quad Q_{A-1} = 37,51.$$

Токи в линиях в нормальном режиме максимальных нагрузок определяются по формуле (2.8), А

$$I_{max A-1} = \frac{\sqrt{95^2 + 37,51^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 134,2.$$

Экономическая плотность тока для сталеалюминиевых проводов при $T_{i\dot{a}} = 5500$ ч равна 1 А/мм^2 . Экономическое сечение будет равно, мм^2

$$F_y = \frac{134,2}{1} = 134,2.$$

Но при номинальном напряжении 220 кВ минимально допустимое сечение проводов по условию отсутствия общей короны равно 240 мм^2 , табл. 2.6. Поэтому следует выбрать провод марки АС-240/32.

Результаты остальных расчетов сведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Результаты выбора сечений проводов линий электропередачи

Линия	Количество цепей	$P_{max} + jQ_{max}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	Марка провода	$I_{доп}$, А	$I^{рав}$, А	Отключение линии
А-1	1 + 1	$95 + j37,51$	220	134,2	АС-240/32	610	268,4	одна А-1
1-4	1	$23,14 + j9,07$	110	130,6	АС-150/24	450	310,7	1-3
4-2	1	$7,14 + j2,75$	110	40,2	АС-70/11	265	220,3 90,4	1-3 1-4
3-2	1	$1,86 + j0,58$	110	10,2	АС-70/11	265	169,9 140,8	1-3 1-4
1-3	1	$31,86 + j12,64$	110	180,1	АС-185/29	510	310,7	1-4
3-5	1	$8 + j3,16$	110	45,2	АС-70/11	265	—	—

Проверку выбранных проводов по нагреву данной сети необходимо провести для трех послеаварийных режимов:

1. Отключение одной линии на участке А-1. Этот режим характеризуется увеличением тока, протекающего по оставшейся в работе линии А-1, в два раза по сравнению с нормальным режимом.

2. Отключение линии на участке 1-4 (рис. 2.6).

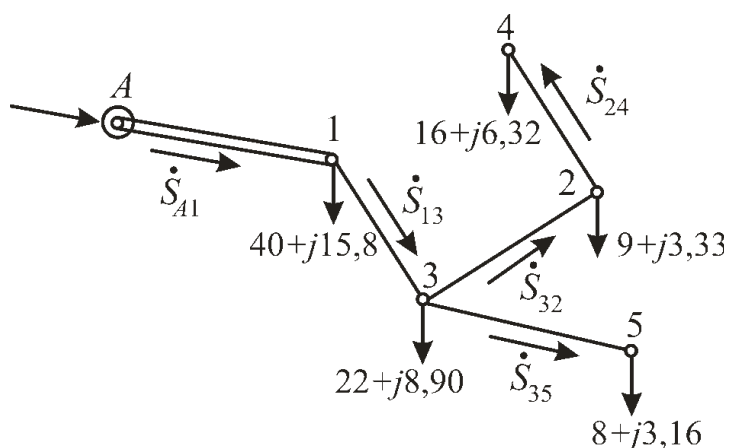


Рис. 2.6. Послеаварийный режим сети при отключении участка 1-4

Потокораспределение в сети в данном режиме определяется по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{S}_{A1} = 95 + j37,51; \quad \dot{S}_{24} = 16 + j6,32; \quad \dot{S}_{32} = 25 + j9,65;$$

$$\dot{S}_{35} = 8 + j3,16; \quad \dot{S}_{13} = 55 + j21,71.$$

3. Отключение линии на участке 1-3.

При этом изменятся мощности на участках 1-4, 4-2, 2-3:

$$\dot{S}_{14} = 55 + j21,71; \quad \dot{S}_{42} = 39 + j15,39; \quad \dot{S}_{23} = 30 + j12,06.$$

Соответствующие этим режимам токи приведены в табл. 2.7.

Сравнение токов послеаварийных режимов для каждой линии с допустимыми по нагреву $I_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}}$ показало, что для каждого участка сети $I^{\hat{i}\hat{a}\hat{a}} < I_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}}$, следовательно, все марки проводов выдерживают нагрев длительно протекающими токами.

Потери напряжения в процентах от номинального на участке $i - k$ определяются по формуле:

$$\Delta U_{ik} = \frac{P_{maxik} \cdot r_{0ik} + Q_{maxik} \cdot x_{0ik}}{n_{ik} \cdot U_{i\hat{i}\hat{i}ik}^2} \cdot l_{ik} \cdot 100, \quad (2.11)$$

где r_{0ik} , x_{0ik} – погонные параметры линии электропередачи, принимаемые в зависимости от марки провода, Ом/км (табл. А.1).

Для линии А-1, выполненной проводом марки АС-240/32, $r_0 = 0,118$ Ом/км, $x_0 = 0,435$ Ом/км. Потеря напряжения в нормальном режиме работы сети в данной линии, %:

$$\Delta U_{A1} = \frac{95 \cdot 0,118 + 37,51 \cdot 0,435}{2 \cdot 220^2} \cdot 69 \cdot 100 = 1,96.$$

При отключении одной цепи линии А-1 ΔU_{A1} увеличивается вдвое, т. е. $\Delta U_{A1}^{nae} = 3,92$ %. Результаты расчета потерь напряжения для остальных участков сведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Результаты расчета потерь напряжения

Линия	$U_{ном}, \text{кВ}$	$F, \text{мм}^2$	$l, \text{км}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	Нормальный режим			Послеаварийный режим			
						$P, \text{МВт}$	$Q, \text{Мвар}$	$\Delta U, \%$	$P, \text{МВт}$	$Q, \text{Мвар}$	$\Delta U, \%$	Отключена линия
A-1	220	240	69	0,118	0,435	95	37,51	1,96	95	37,51	3,92	1 цепь
1-4	110	150	19	0,204	0,420	23,14	9,07	1,34	55	21,71	3,19	1-3
4-2	110	70	15	0,422	0,444	7,14	2,75	0,52	39	15,39	2,89	1-3
									16	6,32	0,68	1-4
3-2	110	70	20	0,422	0,444	1,86	0,58	0,17	30	12,06	2,97	1-3
									25	9,65	0,71	1-4
1-3	110	185	16	0,159	0,413	31,86	12,64	1,36	55	21,71	2,34	1-4
3-5	110	70	21	0,422	0,444	8	3,16	0,83	—	—	—	—

Проверка по потере напряжения проводится для того, чтобы напряжение у самого удаленного приемника электрической энергии соответствовало требованиям ГОСТ Р 54149-2010 [6]. Поэтому необходимо рассчитать суммарные потери в сети одного номинального напряжения от центра питания, в котором осуществляется регулирование напряжения, до электрически удаленного узла и сравнить их с допустимой величиной.

Для рассматриваемого примера в сети 220 кВ удаленным будет узел 1, следовательно, должно выполняться условие:

$$\Delta U_{A1} \leq \Delta U_{дон}^{норм}, \quad \Delta U_{A1}^{нав} \leq \Delta U_{дон}^{нав},$$

$$1,96 \% < 15 \%, \quad 3,92 \% < 20 \%.$$

Для остальной сети центром питания являются шины 110 кВ подстанции 1. На данной подстанции должны быть установлены автотрансформаторы, имеющие устройство для регулирования напряжения под нагрузкой. Удаленными в нормальном режиме будут являться узлы 5 и 2 (узел 2 – точка раздела мощностей или точка потокодела).

Потери напряжения от узла 1 до узлов 2 и 5 равны, %:

$$\begin{aligned}\Delta U_{12} &= \Delta U_{14} + \Delta U_{42}; \quad \Delta U_{12} = 1,34 + 0,52 = 1,86; \\ \Delta U_{12} &= \Delta U_{13} + \Delta U_{32}; \quad \Delta U_{12} = 1,36 + 0,17 = 1,53; \\ \Delta U_{15} &= \Delta U_{13} + \Delta U_{35}; \quad \Delta U_{15} = 1,36 + 0,83 = 2,19.\end{aligned}$$

Все потери напряжения меньше допустимых 15 %.

Различие в величине суммарных потерь напряжения от центра питания сети 110 кВ до точки потоко раздела 2, полученное выше, объясняется принятым при расчете потокораспределения допущением о равенстве сечений проводов на всех участках замкнутой сети и расчету ΔU_{ik} по номинальному напряжению $U_{ном}$, а не по действительному.

При отключении линии 1-4 удаленным будет узел 4:

$$\begin{aligned}\Delta U_{14}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} &= \Delta U_{13}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} + \Delta U_{32}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} + \Delta U_{24}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}}, \\ \Delta U_{14}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} &= 2,34 + 0,71 + 0,68 = 3,73 \quad 3,73 \% < 20 \%. \end{aligned}$$

При отключении линии 1-3 суммарные потери напряжения до удаленного узла 5

$$\begin{aligned}\Delta U_{15}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} &= \Delta U_{14}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} + \Delta U_{42}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} + \Delta U_{23}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} + \Delta U_{35}, \\ \Delta U_{15}^{\dot{r}\dot{a}\dot{a}} &= 3,19 + 2,89 + 2,97 + 0,83 = 9,88 \quad 9,88 \% < 20 \%. \end{aligned}$$

Во всех послеаварийных режимах потери напряжения не превышают допустимых значений.

В результате можно констатировать, что выбранные марки проводов воздушных линий электропередачи удовлетворяют условиям работы как нормальном, так и в послеаварийных режимах.

2.4. Структурные схемы подстанций.

Выбор мощности трансформаторов подстанций

Структурной называют схему трансформаторных соединений между распределительными устройствами (РУ) основных напряжений.

Понижающие подстанции предназначены для распределения энергии по сети низшего напряжения (НН) и создания пунктов соединения сети высшего (ВН) и среднего напряжения (СН).

Типовые структурные схемы подстанций с тремя или двумя напряжениями приведены на рис. 2.7. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 2.7 а) электроэнергия от системы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями, присоединенными к РУ НН. При наличии потребителей электроэнергии, получающих питание от РУ двух напряжений НН (6 или 10 кВ) и среднего напряжения (СН) (35 кВ), применяют схемы с трехобмоточными трансформаторами (рис. 2.7 в).

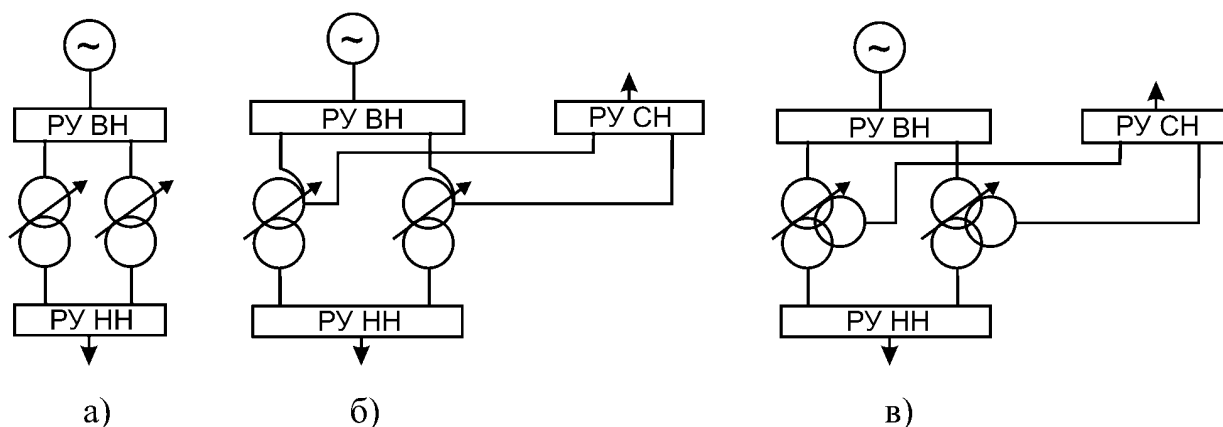


Рис. 2.7. Структурные схемы подстанций

Применять понижающие трехобмоточные автотрансформаторы экономически всегда выгоднее, чем трехобмоточные трансформаторы, но их применение возможно только в тех случаях, когда сети ВН и СН работают с заземленными нейтралями, например сети 220 и 110 кВ (рис. 2.7 б).

Выбор структурной схемы подстанции производится с учетом типа подстанции, количества трансформаторов или автотрансформаторов, а также количества РУ различных классов напряжений.

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях всех категорий, принимается, как правило, не более двух. Установка более двух трансформаторов может быть допущена на основе технико-экономических расчетов, а также в тех случаях, когда на подстанции требуются два средних напряжения. Количество трансформаторов на подстанциях 1–6 в выполняемом проекте указано в задании.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе обеспечивали питание нагрузки с учетом их допустимой по техническим условиям на трансформаторы аварийной перегрузки и резерва по сетям СН и НН.

Аварийные перегрузки – это такие перегрузки, которые можно допустить для трансформатора в редких аварийных случаях без его повреждения. При аварийных перегрузках идут на повышенный против нормального износа изоляции. Так как эти случаи в эксплуатации достаточно редки, а время аварийного режима ограничено, то значительного снижения срока службы по сравнению с нормативным не происходит.

При отсутствии графиков нагрузки потребителей проектируемого сетевого района выбор мощности трансформаторов на подстанциях рекомендуется производить из условия равенства их номинальных мощностей и выполнения неравенства:

$$S_{i\dot{i}\dot{o}} \geq \frac{S_{max}}{k}, \quad (2.12)$$

где S_{max} – значение наибольшей мощности, протекающей через наиболее загруженную обмотку трансформатора подстанции; k – условно принимаемый коэффициент допустимой аварийной перегрузки, равный 1,4 для

трансформаторов с системой охлаждения М и Д и равный 1,3 для авто-трансформаторов.

При использовании вышеприведенной формулы следует помнить, что силовые трансформаторы в нормальном режиме должны быть загружены, по возможности, не менее чем на 70 %.

На однотрансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформатора выбирается с учетом требований [7], которые рекомендуют принимать мощность силового трансформатора согласно формуле:

$$S_{ном.Т.} \geq S_{max} . \quad (2.13)$$

При росте нагрузки сверх расчетного уровня увеличение мощности подстанции производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Установка дополнительных трансформаторов должна иметь технико-экономическое обоснование.

В случаях, когда на подстанции требуется установить автотрансформаторы, необходимо производить проверку по перегрузке не только наиболее загруженной обмотки, но и обмотки НН, которая рассчитана на мощность меньше номинальной мощности автотрансформатора. Обычно ее мощность составляет:

$$S_{ном.НН} = \alpha_{НН} \cdot S_{ном.АТ} , \quad (2.14)$$

где $\alpha_{НН}$ – коэффициент выгоды обмотки НН автотрансформатора, принимаемый из ряда: 0,25; 0,4; 0,5.

Трансформаторы подстанций должны быть оборудованы устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). При отсутствии трансформаторов с устройством РПН допускается дополнительно устанавливать регулировочные трансформаторы.

При питании потребителей от обмоток НН автотрансформаторов для независимого регулирования напряжения на шинах всех РУ последователь-

но с обмоткой НН следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов (ЛР).

Пример 4.

Требуется выбрать тип и мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ. Максимальная мощность нагрузки составляет 21,5 МВ·А. Нагрузка между трансформаторами распределена равномерно, т. е. трансформаторы загружены одинаково.

Так как график нагрузки трансформаторной подстанции не известен, то для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов подстанции воспользуемся условием (2.12).

$$S_{iii.\dot{o}} \geq \frac{21,5}{1,4} = 15,36,$$

тогда ближайшее стандартное значение номинальной мощности трансформаторов составит 16 МВ·А. При установке на рассматриваемой подстанции двух трансформаторов с номинальной мощностью 16 МВ·А каждый из них будет загружен на 67,2 %.

$$\frac{21,5}{2 \cdot 16} \cdot 100 = 67,2.$$

Таким образом, для рассматриваемой подстанции в качестве силовых трансформаторов могут использоваться два трансформатора типа ТДН-16000/110.

Пример 5.

Требуется выбрать тип и мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 110/35/10 кВ. Максимальная мощность нагрузки подстанции на напряжении 10 кВ составляет 4,6 МВ·А. Мощность, отдаваемая в сеть 35 кВ в режиме наибольшей нагрузки равна 9,3 МВ·А. Коэффициенты мощности нагрузок $\cos\varphi_{HH}$ и $\cos\varphi_{BH}$ равны 0,93. Нагрузка между трансформаторами распределена равномерно.

Очевидно, что мощность самой загруженной обмотки (обмотки ВН) равна сумме мощностей, отдаваемых с шин НН и СН подстанции.

При одинаковых коэффициентах мощности нагрузки эта мощность составит величину (МВ·А):

$$S_{max.BH.} = S_{max.CH.} + S_{max.HH.}$$

$$S_{max.BH.} = 9,3 + 4,6 = 13,90.$$

Так как график нагрузки трансформаторной подстанции не известен, то для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов подстанции воспользуемся условием (2.12). Поэтому

$$S_{ном.Т.} \geq \frac{13,9}{1,4} = 9,93,$$

тогда ближайшее стандартное значение номинальной мощности трансформаторов составит 10 МВ·А. При установке на рассматриваемой подстанции двух трехобмоточных трансформаторов с номинальной мощностью 10 МВ·А обмотка ВН каждого из них будет загружена на 69,5 %.

$$\frac{13,9}{2 \cdot 10} \cdot 100 \% = 69,5 \%.$$

В соответствии с требованиями нормативных документов для возможности осуществления встречного регулирования напряжения трансформатор должен быть оснащен устройством РПН. Таким образом, для рассматриваемой подстанции в качестве силовых трансформаторов могут использоваться два трансформатора типа ТДТН-10000/110/35.

Пример 6.

Требуется выбрать тип и мощность автотрансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 220/110/10 кВ. Максимальная мощность нагрузки подстанции на напряжении 10 кВ составляет $39,9 + j17,33$ МВ·А. Мощность, отдаваемая в сеть 110 кВ в режиме наибольшей нагрузки, равна

$35,1 + j14,97$ МВ·А. Нагрузка между автотрансформаторами распределена равномерно.

Очевидно, что мощность самой загруженной обмотки (обмотки ВН) равна сумме мощностей, отдаваемых с шин НН и СН подстанции. Таким образом, эта мощность составит величину (МВ·А):

$$\dot{S}_{max.BH} = \dot{S}_{max.CH} + \dot{S}_{max.HH}.$$

$$\dot{S}_{max.BH} = 39,9 + j17,33 + 35,1 + j14,97 = 75 + j32,3,$$

$$S_{max.BH} = 81,7; \quad S_{max.HH} = 43,5.$$

Так как график нагрузки трансформаторной подстанции не известен, то для выбора номинальной мощности силовых автотрансформаторов подстанции воспользуемся условием (2.12). Поэтому

$$S_{ном.Т.} \geq \frac{81,7}{1,3} = 62,85,$$

тогда ближайшее стандартное значение номинальной мощности автотрансформаторов составит 63 МВ·А. При установке на рассматриваемой подстанции двух трехобмоточных автотрансформаторов с номинальной мощностью 63 МВ·А обмотка ВН каждого из них будет загружена на 66,3 %.

$$\frac{81,7}{2 \cdot 63} \cdot 100 \% = 64,8 \%.$$

Тип предполагаемых к установке автотрансформаторов с учетом требований нормативных документов – АДЦТН – 63000/220/110. Коэффициент выгоды $\alpha_{HH} = 0,5$. Необходимо провести проверку на допустимость перегрузок обмотки НН. Согласно приведенной информации ее номинальная мощность составит (МВ·А):

$$S_{ном.HH} = 0,5 \cdot 63 = 31,5.$$

Тогда в случае отключения одного из автотрансформаторов должно выполняться неравенство:

$$S_{ном.НН.} \geq \frac{43,5}{1,4} = 30,71 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

что не противоречит условию, т. к. $31,5 > 30,71$.

Кроме того, последовательно с обмоткой НН необходимо установить регулировочные трансформаторы для осуществления встречного регулирования напряжения на шинах 10 кВ подстанции. Выбор мощности таких аппаратов рекомендуется производить по мощности обмотки НН автотрансформатора, исходя из условия:

$$S_{ном.ЛР.} \geq S_{ном.НН.},$$

где $S_{ном.ЛР.}$ — номинальная мощность линейного регулировочного трансформатора, приведенная в табл. П.10.

В рассматриваемом случае целесообразно предусмотреть установку на подстанции линейного регулировочного трансформатора ЛТДН-40000/10 с номинальной мощностью 40 МВ·А и номинальным напряжением 10 кВ.

2.5. Схемы электрических соединений подстанции

Схема электрической сети определяется применяемыми номинальными напряжениями, числом ступеней трансформации, надежностью электроснабжения потребителей электрической энергии, схемами электрических соединений подстанции (ПС).

Главная схема электрических соединений подстанций выбирается с использованием типовых схем РУ-35-750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. Отступления от типовых схем допускаются при наличии технико-экономических обоснований. Схема распределительных устройств подстанций определяется номинальным напряжением, количеством присоединений (числом линий и трансформаторов, подключенных к РУ), способом присоединения подстанции к сети. По типу присое-

динения подстанции делятся на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые (рис. 2.8).

Тупиковая или конечная подстанция присоединяется в конце магистральных или радиальных сетей (рис. 2.8 а и 2.8 б).

Ответвительные подстанции питаются от линий электропередачи через ответвления. Присоединение к линии при помощи ответвлений дешевле, так как в точке присоединения не устанавливается коммутационная аппаратура. Эксплуатация линии с ответвлениями менее удобна, поскольку при ремонте каждого из ее участков надо отключать всю линию. Ответвительные подстанции могут присоединяться к одной или двум магистральным линиям, либо к линиям с двухсторонним питанием (рис. 2.8 в; 2.8 г).

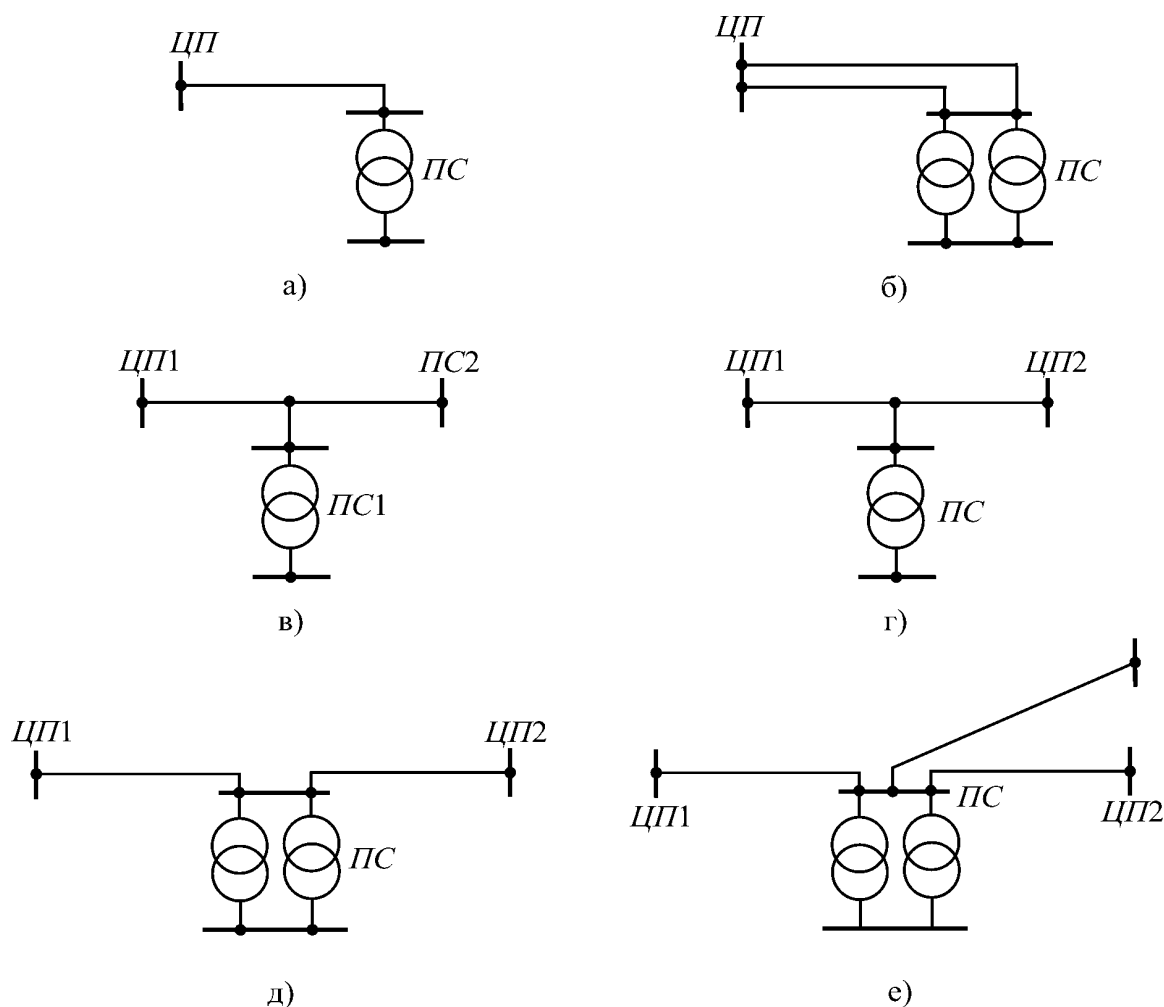


Рис. 2.8. Основные типы присоединения подстанций к сети

Проходная подстанция присоединяется к сети путем захода на нее одной линии с двусторонним питанием (рис. 2.8 д). Проходные подстанции применяются в простых замкнутых сетях.

Узловые подстанции присоединяются к сети не менее, чем по трем линиям (рис. 2.8 г).

На рис. 2.8 подстанции ЦП1 и ЦП2, питающие сеть рассматриваемого напряжения, являются центрами питания.

На рис. 2.9 приведены типовые схемы РУ 35-750 кВ, а в табл. 2.9 – перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5Н, 35-9 и т. п.) [7].

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки».

Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, или для ПС 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3Н применяется вместо схемы 4Н в условиях стесненной площадки.

Мостиковые схемы 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110–220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора. Вновь введенная в новой редакции типовых схем схема 6 является, по существу, одним из вариантов первого этапа строительства ПС.

Схемы многоугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН, а на напряжении 330–750 кВ – для всех ПС, присоединенных к сети по двум ВЛ. На напряжении 110 кВ практически не используется. На первом этапе развития электрической сети при одном автотрансформаторе АТ устанавливается три выключателя.

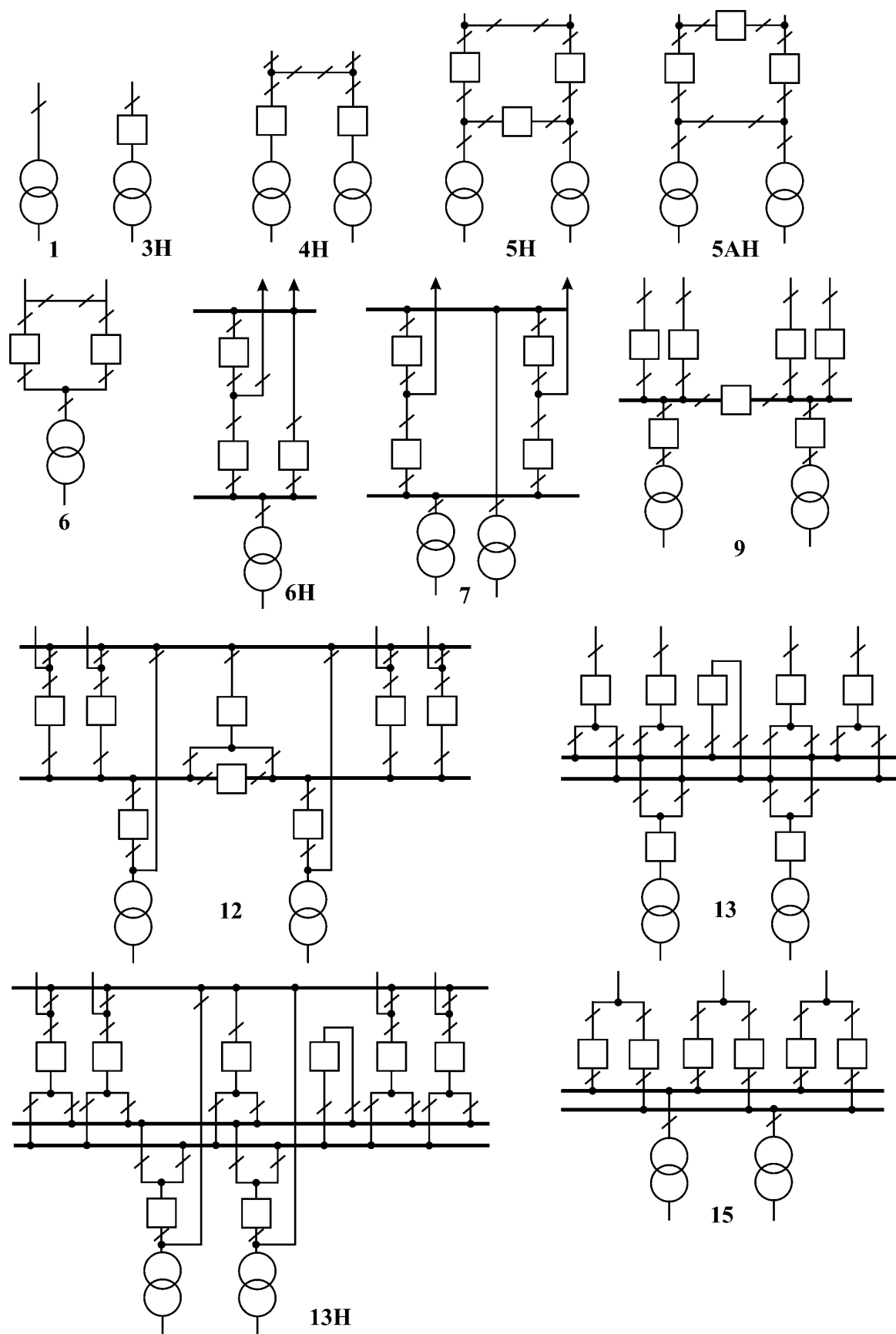


Рис. 2.9. Типовые схемы РУ 35–750 кВ.

Цифры соответствуют номерам типовых схем

Таблица 2.9

Типовые схемы РУ 35–750 кВ

Номер типовой схемы по рис. 2.9	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1	2	3	4	5	6
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35–220	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со сто- роны питающего конца или передача телеотключающе- го импульса
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	35–500	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключа- телями и неавтоматиче- ской перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	Тупиковые и ответвительные ПС
5Н	Мостик с выключа- телями в цепях линий и ре- монтной перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необ- ходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ
5АН	Мостик с выключа- телями в цепях трансформа- торов и ремонтной пере- мычкой со стороны трансформаторов	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необ- ходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе
6	Заход-Выход	110–220	ВН	2	1. Проходные ПС. 2. Начальный этап более сложной схемы
6Н	Треугольник	110–750	ВН	2	1. Для однострансформатор- ных ПС 110–220 кВ. 2. Для ПС 330–750 кВ как начальный этап более сложных схем
7	Четырехугольник	110–750	ВН	2	1. Альтернатива схемам «мос- тика» для ПС 110–220 кВ. 2. Начальный этап более сложных схем для ПС 330– 750 кВ

Окончание табл. 2.9

1	2	3	4	5	6
9	Одна секционированная система шин	35–220	ВН, СН, НН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
12	Одна рабочая секционированная и обходная системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. Недопустимость отключения присоединений при плановом ремонте выключателей. 3. При наличии устройств для плавки гололеда
13	Две несекционированные системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	При невыполнении условий для применения схемы 12
13Н	Две рабочие и обходная системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	1. То же, что и для 13, но при недопустимости отключения присоединений при плановом ремонте выключателей. 2. При наличии устройств для плавки гололеда
15	Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя	330–750	ВН, СН	3–4	Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ

Схемы с одной и двумя системами шин применяются для РУ ВН узловых ПС 35–220 кВ и РУ СН подстанций 330–750 кВ. Схема 9 используется, как правило, на стороне СН и НН подстанции 110–330 кВ. Схема 110–12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, при четырех ВЛ) и на стороне СН ПС 220/110/10 кВ. Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ. Для РУ 220 кВ, как правило, применяются одинарные секционированные системы шин, двойные и обходные системы шин применяются только при специальном обосновании, в частности, в недостаточно надежных и нерезервированных электрических сетях.

Схемы РУ 10 кВ приведены на рис. 2.10.

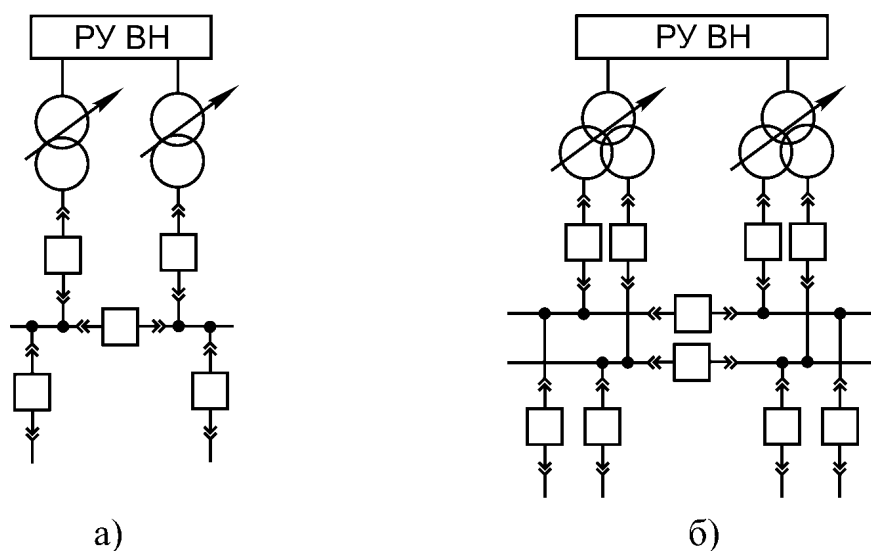


Рис. 2.10. Типовые схемы РУ-10(6) кВ

Схема с одной секционированной системой шин (рис. 2.10 а) применяется при двух трансформаторах марки ТМН, ТДН, схема с двумя секционированными системами шин (рис. 2.10 б) – при двух трансформаторах с расщепленными обмотками марки ТРДН.

Для подстанций с ВН 35–220 кВ освоено заводское изготовление комплектных трансформаторных подстанций с выполнением РУ ВН по схемам 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН.

В качестве примера на рис. 2.11 а изображена схема электрической сети, а на рис. 2.11 б – схема электрических соединений данной сети.



42

3. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Задачей данного раздела является определение параметров режима максимальных нагрузок электрической сети, а именно: потоков мощности с учетом потерь мощности в элементах схемы замещения, напряжений в узлах, коэффициентов трансформации трансформаторов, обеспечивающих заданные уровни напряжения на шинах НН подстанций. Большое внимание должно быть уделено анализу полученных результатов расчета.

Расчет режима максимальных нагрузок должен выполняться вручную с обязательным пояснением применяемого метода. Перед проведением электрического расчета следует изучить материал, изложенный в [3, 8].

3.1. Составление схемы замещения электрической сети

Расчетная схема электрической сети и ее схема замещения составляются на основе задания с учетом параметров выбранных элементов.

Все параметры схемы замещения должны вычисляться в именованных единицах (Ом, См). Для линий электропередачи используются П-образные схемы замещения [3], для трансформаторов Г-образные схемы: однолучевые для двухобмоточных трансформаторов и трехлучевые для трехобмоточных и автотрансформаторов. В целях упрощения расчетов вместо емкостных проводимостей линий электропередачи учитываются зарядные мощности Q_c , а вместо проводимостей трансформаторов – потери холостого хода $\Delta \dot{S}_\delta = \Delta P_x + j\Delta Q_x$.

Для n параллельно работающих линий протяженностью l параметры эквивалентной схемы замещения будут равны

$$\begin{aligned}
r_{Л\text{э}} &= \frac{r_0 \cdot l}{n}; \\
x_{Л\text{э}} &= \frac{x_0 \cdot l}{n}; \\
Q_{C\text{э}} &= n \cdot U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l,
\end{aligned}
\tag{3.1}$$

где r_0 , x_0 , b_0 – погонные активные и реактивные сопротивления и емкостная проводимость соответственно, принимаемые по справочным таблицам.

Сопротивления схемы замещения трансформаторов вычисляются по паспортным данным трансформаторов или определяются по табл. А.3, А.4 или по справочникам [4, 7]. Для k параллельно работающих трансформаторов сопротивления схемы замещения следует уменьшить, а потери холостого хода увеличить в k раз. Для сети нескольких номинальных напряжений электрический расчет при ручном счете можно выполнять без приведения сопротивлений к одному $U_{ном}$ с учетом идеализированных трансформаторов.

В схеме замещения подстанция «А» учитывается в виде балансирующего по мощности и базисного по напряжению узла, в котором заданно значение напряжения для рассчитываемого режима работы сети. Фаза напряжения принимается равной нулю. Активные и реактивные мощности, поступающие в сеть из этого узла, определяются в результате электрического расчета. В нагрузочных узлах заданными являются величины активных и реактивных мощностей нагрузок, не зависящие от напряжения в данных узлах. Модули и фазы напряжений являются искомыми величинами.

3.2. Расчет режима максимальных нагрузок

Расчет режима максимальных нагрузок выполняется методом последовательных приближений. В качестве первого приближения (на первом этапе расчетов) принимается, что напряжения в узлах равны номинальному напряжению. При данном условии находятся мощности в конце и начале

каждого участка схемы замещения сети с учетом потерь мощности в продольных сопротивлениях, зарядных мощностей линий электропередачи Q_c и потерь в стали трансформаторов $\Delta \dot{S}_\delta$. Потери мощности $\Delta \dot{S}$ и зарядные мощности Q_c определяются по $U_{ном}$. На втором этапе расчетов по найденным значениям мощностей и напряжению базисного узла находятся напряжения в узлах с учетом потерь напряжения в линиях и в трансформаторах. Ниже рассмотрено применение метода последовательных приближений для расчета параметров режима электрической сети, схема замещения которой изображена на рис. 3.1.

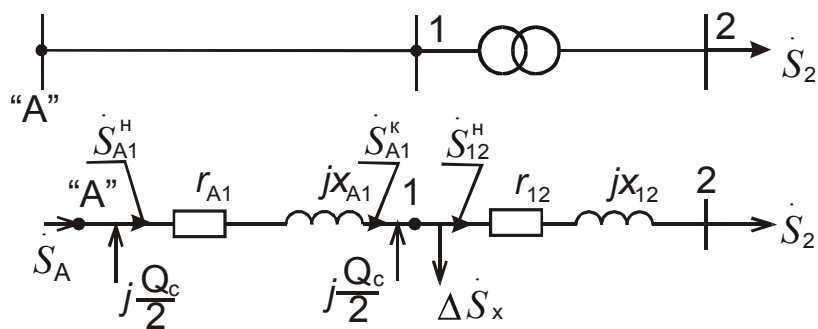


Рис. 3.1. Фрагмент электрической сети и ее схема замещения

Исходными данными являются параметры схемы замещения линии электропередачи r_{A1} , x_{A1} , b_{A1} , сопротивления схемы замещения двухобмоточного трансформатора r_{12} , x_{12} , потери холостого хода $\Delta \dot{S}_\delta$, мощность нагрузки в узле 2 – \dot{S}_2 и напряжение базисного узла U_A .

Необходимо определить мощность \dot{S}_A , отдаваемую в сеть, и напряжения в узлах 1 и 2.

Потери мощности в сопротивлениях схемы замещения трансформатора рассчитываются по мощности нагрузки:

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{S_2^2}{U_{iii}^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}) = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{iii}^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}). \quad (3.2)$$

Мощность \dot{S}_{12}^i , поступающая в обмотки трансформатора, больше мощности нагрузки \dot{S}_2 на величину $\Delta \dot{S}_{12}$:

$$\dot{S}_{12}^i = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{12}. \quad (3.3)$$

Мощность в конце линии \dot{S}_{A1}^e определяется по первому закону Кирхгофа для узла 1:

$$\dot{S}_{A1}^e = \dot{S}_{12}^i + \Delta \dot{S}_\delta - j \frac{Q_{\tilde{n}}}{2}. \quad (3.4)$$

Мощность в начале линии \dot{S}_{A1}^i отличается от мощности в конце \dot{S}_{A1}^e на величину потерь мощности в сопротивлениях линии:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A1}^i &= \dot{S}_{A1}^e + \Delta \dot{S}_{A1}, \\ \Delta \dot{S}_{A1} &= \frac{(P_{A1}^e)^2 + (Q_{A1}^e)^2}{U_{ii}^2} \cdot (r_{A1} + jx_{A1}). \end{aligned} \quad (3.5)$$

Мощность, отдаваемая источником, равна

$$\dot{S}_A = \dot{S}_{A1}^i - j \frac{Q_c}{2}.$$

Далее, используя найденные значения мощностей в начале каждой ветви и напряжение в начальном узле, определяют напряжение в следующем узле, например, для узла 1:

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_{A1})^2 + \delta U_{A1}^2}; \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{A1} &= \frac{P_{A1}^h \cdot r_{A1} + Q_{A1}^h \cdot x_{A1}}{U_A}; \\ \delta U_{A1} &= \frac{P_{A1}^h \cdot x_{A1} - Q_{A1}^h \cdot r_{A1}}{U_A}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Для сети напряжением $U_{ii} \leq 110$ кВ поперечную составляющую падения напряжения δU допускается не учитывать, т. е. потеря напряжения приравнивается продольной составляющей падения напряжения ΔU .

Если спроектированная электрическая сеть имеет замкнутую часть, то для упрощения вводится понятие расчетной нагрузки. На рис. 3.2, а изображена расчетная схема замкнутой электрической сети, состоящая из четырех линий электропередачи и двух трансформаторных подстанций, а на рис. 3.2, б – ее схема замещения.

Для того, чтобы упростить схему замещения, на участках 1-3-4 и 2-5 рассчитываются потоки мощности с учетом потерь мощности по формулам (3.2)–(3.5). Далее определяются расчетные мощности узлов 1 и 2:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{1p} &= \dot{S}_{13}^i - j \frac{Q_c^{13}}{2} - j \frac{Q_c^{12}}{2} - j \frac{Q_c^{61}}{2}; \\ \dot{S}_{2p} &= \dot{S}_{25}^i + \Delta \dot{S}_{x2} - j \frac{Q_c^{12}}{2} - j \frac{Q_c^{62}}{2}.\end{aligned}\quad (3.8)$$

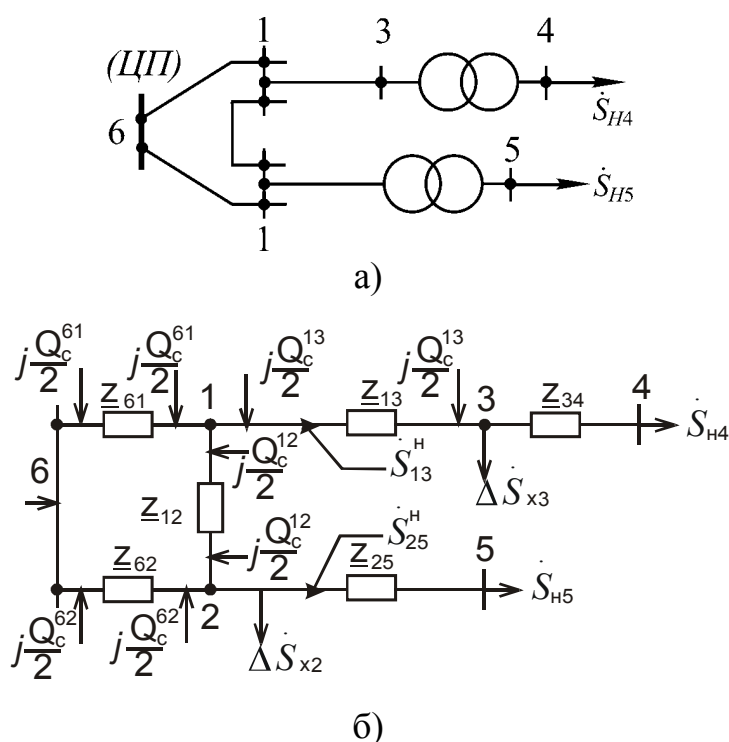


Рис. 3.2. Расчетная схема и схема замещения замкнутой сети

Используя значения \dot{S}_{1p} и \dot{S}_{2p} , замкнутую часть схемы можно представить в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 3.3).

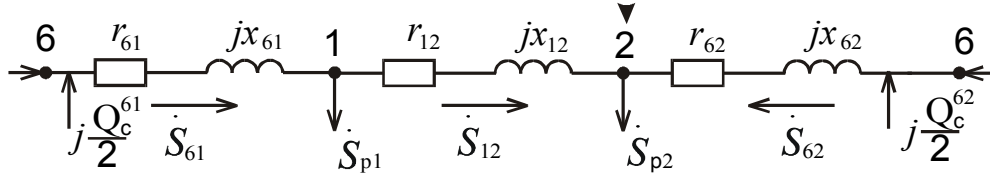


Рис. 3.3. Упрощенная схема замещения с расчетными нагрузками

Далее расчеты производятся в следующей последовательности:

1. Произвольно задаются направлением потоков мощности в ветвях упрощенной схемы замещения.

2. Определяются потоки мощности \dot{S}_{61} и \dot{S}_{62} в линиях, отходящих от центра питания (узла 6):

$$\begin{aligned} \dot{S}_{61} &= \frac{\dot{S}_{p2} \cdot \underline{z}_{62}^* + \dot{S}_{p1} \cdot \left(\underline{z}_{62}^* + \underline{z}_{12}^* \right)}{\left(\underline{z}_{61}^* + \underline{z}_{12}^* + \underline{z}_{62}^* \right)}; \\ \dot{S}_{62} &= \frac{\dot{S}_{p2} \cdot \left(\underline{z}_{61}^* + \underline{z}_{12}^* \right) + \dot{S}_{p1} \cdot \underline{z}_{61}^*}{\left(\underline{z}_{61}^* + \underline{z}_{12}^* + \underline{z}_{62}^* \right)}, \end{aligned} \quad (3.9)$$

где \underline{z}^* – сопряженный комплекс сопротивления.

3. Мощности на остальных участках (в данной сети – на участке 1-2) определяются на основании первого закона Кирхгофа, последовательно примененного для каждого узла схемы замещения. Так как на данном этапе расчет ведется без учета потерь мощности, то мощности в конце каждой ветви и в ее начале равны.

4. Линия с двухсторонним питанием «мысленно разрезается» по точке раздела мощностей (точке, к которой мощности поступают с двух

сторон, в рассматриваемом примере это узел 2). В конце участка 1-2 прикладывается мощность \dot{S}_{12} , а в конце участка 6-2 мощность \dot{S}_{62} .

5. Рассчитываются потоки мощности в ветвях 6-1-2 и 6-2 и напряжения в узлах методом последовательных приближений, как это делалось для разомкнутых сетей.

Для того чтобы не загромождать пояснительную записку однотипными расчетами, целесообразно, показав ход расчета на конкретном примере, свести результаты в таблицы, параметры режима нанести на схему замещения.

Пример 7.

На рис. 3.4 изображена сеть, состоящая из пяти подстанций, получающих питание по воздушным линиям электропередачи номинальным напряжением 110 и 220 кВ. Источником электроэнергии в рассматриваемой сети является системная подстанция «А». Требуется произвести расчет режима работы сети с указанными параметрами, считая при этом напряжение на шинах РУ подстанции «А» равным 227,6 кВ. Мощности нагрузок, марки проводов, длины линий и типы трансформаторов показаны на расчетной схеме сети (рис. 3.4). Расчеты начинаются с составления схемы замещения, которая приведена на рис. 3.5.

Параметры схемы замещения рассчитаны по формулам и справочным данным, взятым из табл. А.1, А.3, А.4 или [4, 5, 7]. Следует отметить, что сопротивления автотрансформаторов подстанции 1, а также сопротивления линии А-1 приведены к напряжению 220 кВ. Все остальные сопротивления схемы замещения приведены к напряжению 110 кВ. На схеме замещения это показано идеализированным трансформатором, включенным перед узлом 8.

В начале расчетов разрезают замкнутую часть сети 110 кВ по узлу 8, который является для нее центром питания, и определяют расчетные мощ-

ности узлов (рис. 3.6 а; 3.6 б). Расчетные мощности вычисляются по формуле (3.8), МВ·А

$$\dot{S}_{2-12}^i = 9 + j6 + \frac{9^2 + 6^2}{110^2} \cdot (7,35 + j110) = 9,07 + j7,06;$$

$$\dot{S}_{p_2} = 9,07 + j7,06 + 0,023 + j0,1 - j0,25 - j0,16 = 9,093 + j6,75.$$

Аналогично определяются мощности для других узлов.

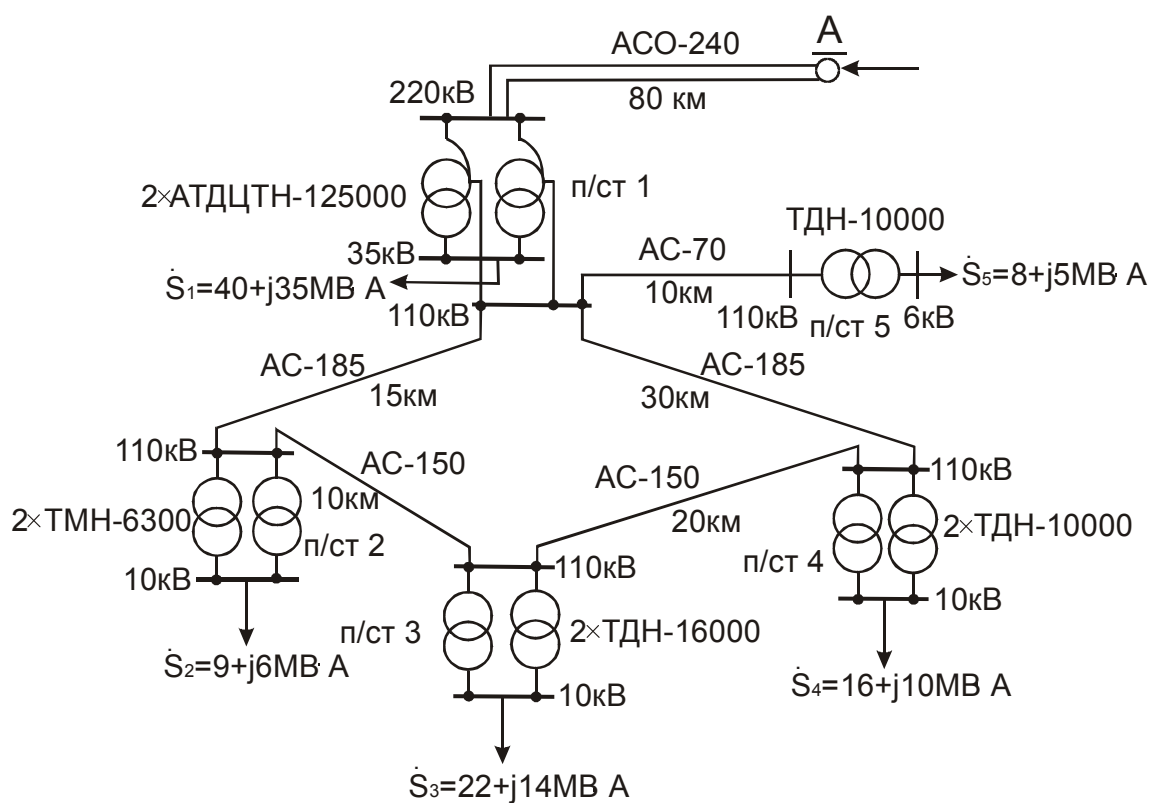


Рис. 3.4. Расчетная схема сети к примеру 7

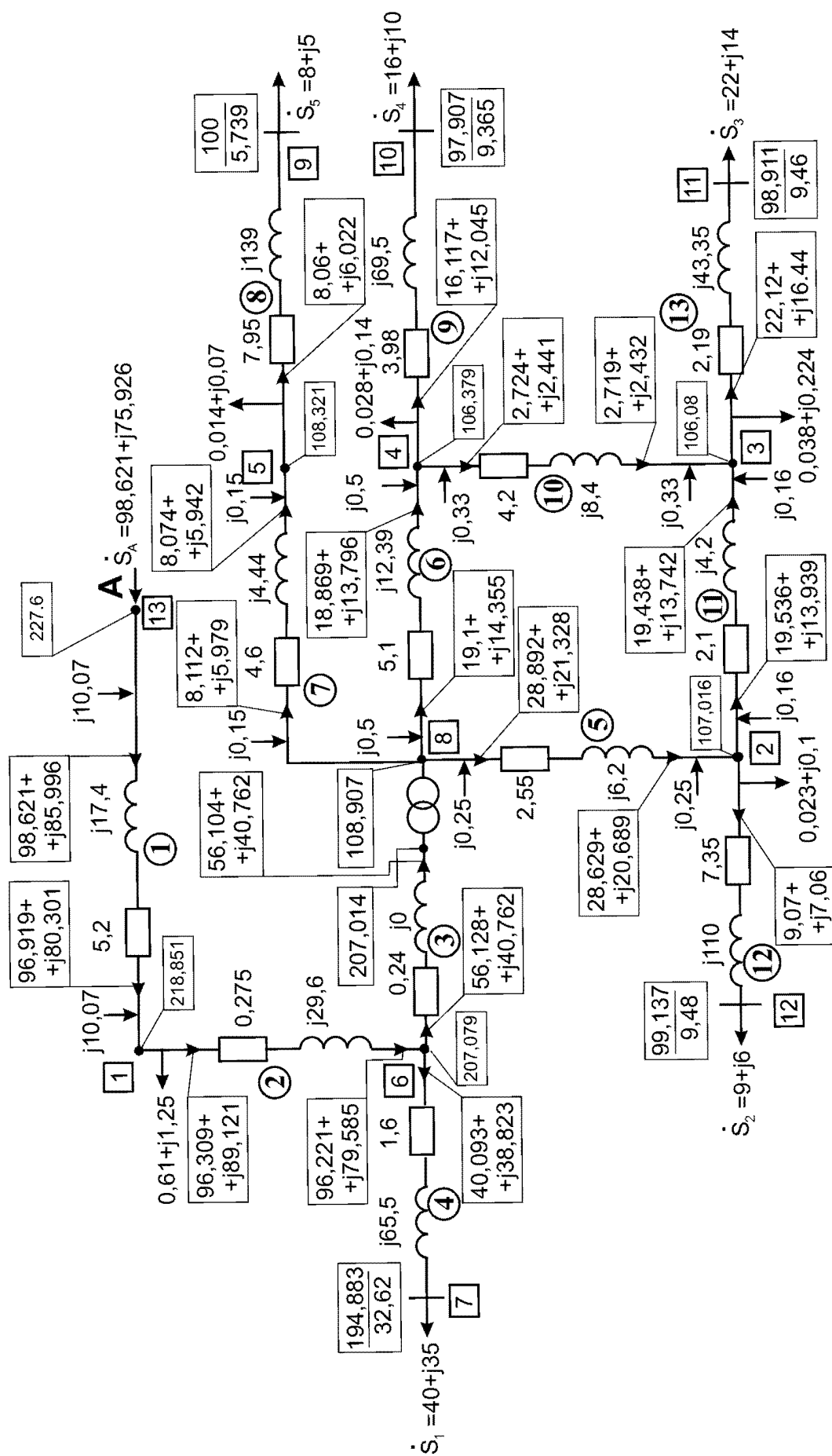


Рис. 3.5. Схема замещения и результаты расчета режима работы сетевого района (мощности в мегавольт-амперах, сопротивления в омах, напряжения в киловольтах)

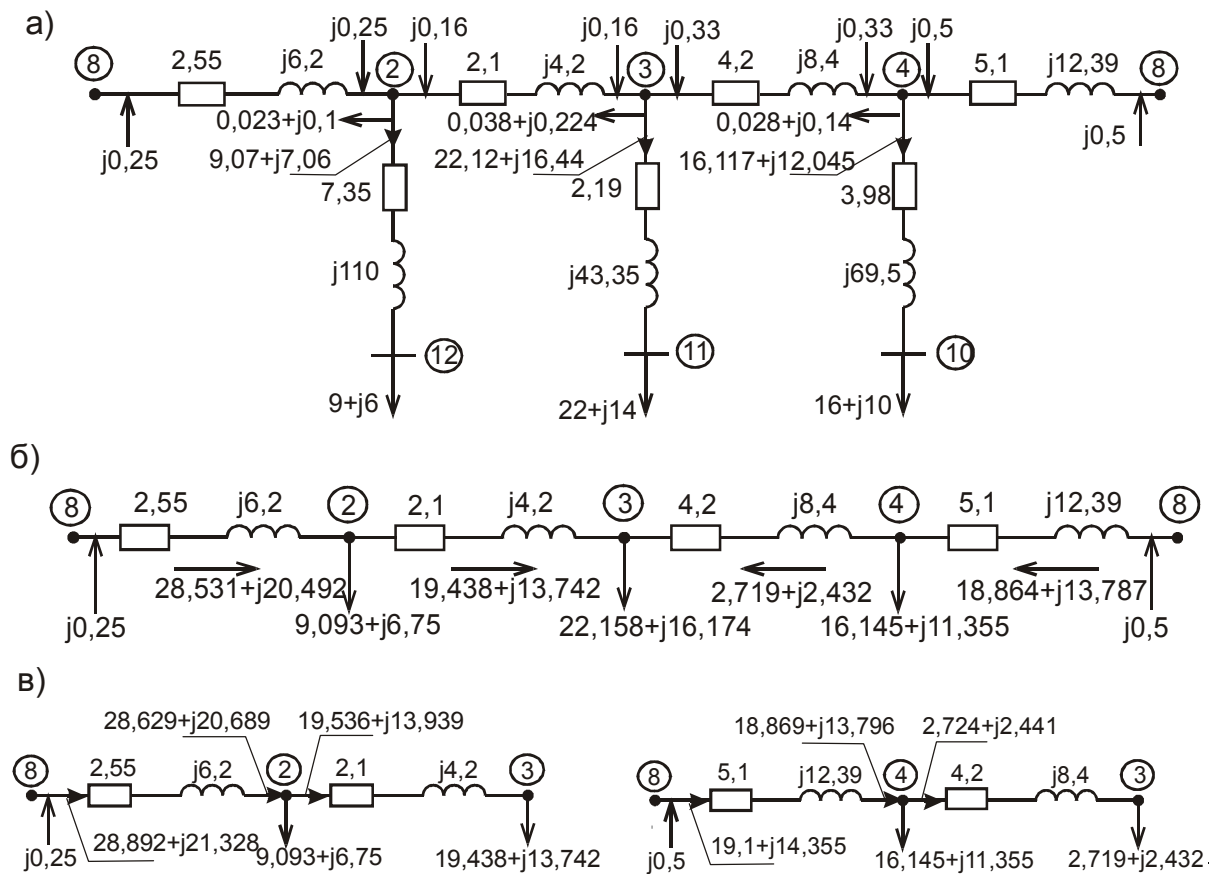


Рис. 3.6. Промежуточные преобразования схемы замещения замкнутой части сети

Мощности на головных участках замкнутой части сети 110 кВ определяются по формуле (3.9), МВ · А

$$\begin{aligned} \dot{S}_{82} &= \frac{(9,093 + j6,75) \cdot (2,1 - j4,2 + 4,2 - j8,4 + 5,1 - j12,39) +}{2,55 - j6,2 + 2,1 - j4,2 +} \\ &+ \frac{(22,158 + j16,174) \cdot (4,2 - j8,4 + 5,1 - j12,39) + (16,145 + j11,355) \cdot (5,1 - j12,39)}{+4,2 - j8,4 + 5,1 - j12,39} = \\ &= 28,531 + j20,492; \\ \dot{S}_{84} &= \frac{(16,145 + j11,355) \cdot (4,2 - j8,4 + 2,1 - j4,2 + 2,55 - j6,2) +}{2,55 - j6,2 + 2,1 - j4,2 +} \\ &+ \frac{(22,158 + j16,174) \cdot (2,1 - j4,2 + 2,55 - j6,2) + (9,093 + j6,75) \cdot (2,55 - j6,2)}{+4,2 - j8,4 + 5,1 - j12,39} = \\ &= 18,864 + j13,787. \end{aligned}$$

Для проверки следует сложить все расчетные мощности и полученное число сравнить с суммой мощностей головных участков, МВ·А:

$$9,093 + j6,75 + 22,158 + j16,174 + 16,145 + j11,355 = 47,396 + j34,279;$$

$$18,864 + j13,787 + 28,531 + j20,492 = 47,395 + j34,041.$$

Как видно, расчеты выполнены с достаточной точностью. Для определения перетоков мощности по остальным участкам замкнутого контура используют первый закон Кирхгофа, МВ·А:

$$\dot{S}_{23} = 28,531 + j20,492 - (9,093 + j6,75) = 19,438 + j13,742;$$

$$\dot{S}_{43} = 18,864 + j13,787 - (16,145 + j11,355) = 2,719 + j2,432.$$

Таким образом, точка 3 является точкой потокораздела. Разрезав замкнутый контур по точке 3, получают две независимые разомкнутые схемы (рис. 3.6 в). Далее расчет ведется по методу последовательных приближений. Для этого на первом этапе, продвигаясь из конца сети к началу, определяют мощности в конце и в начале каждого участка, т. е. учитывают потери мощности в элементах сети. Так, мощность начала участка 2-3 определится следующим образом, МВ·А:

$$\dot{S}_{23}^i = 19,438 + j13,742 + \frac{19,438^2 + 13,742^2}{110^2} \cdot (2,1 + j4,2) = 19,536 + j13,939.$$

Мощность в конце участка 8-2, МВ·А:

$$\dot{S}_{82}^e = 19,536 + j13,939 + 9,093 + j6,75 = 28,629 + j20,689.$$

Аналогично определяют мощности на остальных участках схемы. Результаты приведены на рис. 3.6 в.

Мощность, поступающая в обмотки трансформатора подстанции 5, МВ·А:

$$\dot{S}_{59}^i = 8 + j5 + \frac{8^2 + 5^2}{110^2} \cdot (7,95 + j139) = 8,06 + j6,022.$$

Мощность в конце линии 8-5, МВ·А:

$$\dot{S}_{85}^e = 8,06 + j6,022 + 0,014 + j0,07 - j0,15 = 8,074 + j5,942.$$

Мощность начала линии 8-5, МВ·А:

$$\dot{S}_{85}^i = 8,074 + j5,942 + \frac{8,074^2 + 5,942^2}{110^2} \cdot (4,6 + j4,44) = 8,112 + j5,979.$$

Расчетная мощность узла 8, МВ·А:

$$\dot{S}_{\partial 8} = 28,892 + j21,328 + 19,1 + j14,355 + 8,112 + j5,979 - j0,5 - j0,25 - j0,15 = 56,104 + j40,762.$$

Мощность, поступающая в обмотку среднего напряжения авто-трансформатора подстанции 1, МВ·А:

$$\dot{S}_{68}^i = 56,104 + j40,762 + \frac{56,104^2 + 40,762^2}{220^2} \cdot 0,24 = 56,128 + j40,762.$$

Мощность, поступающая в обмотку низшего напряжения, МВ·А:

$$\dot{S}_{67}^i = 40 + j35 + \frac{40^2 + 35^2}{220^2} \cdot (1,6 + j65,5) = 40,093 + j38,823.$$

Мощность, вытекающая из обмотки высшего напряжения, МВ·А:

$$\dot{S}_{16}^k = 56,128 + j40,762 + 40,093 + j38,823 = 96,221 + j79,585.$$

Мощность, поступающая в обмотку высшего напряжения, МВ·А:

$$\dot{S}_{16}^i = 96,221 + j79,585 + \frac{96,221^2 + 79,585^2}{220^2} \cdot (0,275 + j29,6) = 96,309 + j89,121.$$

Расчетная мощность узла 1, МВ·А:

$$\dot{S}_{\partial 1} = 96,309 + j89,121 + 0,61 + j1,25 - j10,07 = 96,919 + j80,301.$$

Затем определяются мощности в начале линии А-1 и мощность, выдаваемая с шин подстанции «А», МВ·А:

$$\dot{S}_{A1}^i = 96,919 + j80,301 + \frac{96,919^2 + 80,301^2}{220^2} \cdot (5,2 + j17,4) = 98,621 + j85,996;$$

$$\dot{S}_A = 98,621 + j75,926.$$

На втором этапе расчета определяются напряжения во всех точках сети.

Напряжение в точке «А»: $U_A = 227,6$ кВ.

$$\Delta U_{A1} = \frac{98,621 \cdot 5,2 + 85,996 \cdot 17,4}{227,6} = 8,826 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{A1} \frac{98,621 \cdot 17,4 - 85,996 \cdot 5,2}{227,6} = 5,57 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{(227,6 - 8,826)^2 + 5,57^2} = 218,851 \text{ кВ}.$$

Аналогичным образом определяются напряжения в точках 6, 7 и 8.

Действительное напряжение в узле 8:

$$U_{8\partial} = 207,014 \cdot \frac{121}{230} = 108,907 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 4:

$$U_4 = 108,907 - \frac{19,1 \cdot 5,1 + 14,355 \cdot 12,39}{108,907} = 106,379 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 10:

$$U_{10} = 106,379 - \frac{16,117 \cdot 3,98 + 12,045 \cdot 69,5}{106,379} = 97,907 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение в узле 10:

$$U_{10\partial} = 97,907 \cdot \frac{11}{115} = 9,365 \text{ кВ}.$$

Аналогично определены напряжения во всех других узлах сети.

Результаты приведены на рис. 3.5.

3.3. Расчет режимов минимальных нагрузок

Расчет режима минимальных нагрузок начинается с определения мощности нагрузок в данном режиме. В соответствии с [8], в режиме минимальных нагрузок не должно быть генерации реактивной мощности от узлов нагрузки в сеть. При этом рассчитываются мощности и количество компенсирующих устройств, которые нужно оставить в работе, остальные конденсаторные установки отключаются. Напряжение в базисном узле поддерживается в соответствии с заданием для данного режима.

С целью уменьшения потерь мощности и энергии следует рассмотреть вопрос о количестве работающих трансформаторов на подстанциях с

двумя трансформаторами. Нагрузка S_y , при которой потери активной мощности в одном и в двух работающих трансформаторах равны, может быть определена по формуле:

$$S_y = S_{i\dot{i}} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{\Delta P_{\delta} + k \cdot \Delta Q_{\delta}}{\Delta P_{\epsilon} + k \cdot \Delta Q_{\epsilon}}}, \quad (3.10)$$

где ΔP_{δ} , ΔQ_{δ} – активные и реактивные потери мощности холостого хода трансформаторов; ΔP_{ϵ} , ΔQ_{ϵ} – активные и реактивные потери мощности короткого замыкания; k – экономический эквивалент реактивной мощности, при расчете S_y может быть принят равным 0,06 кВт/кВар.

Потери реактивной мощности трансформатора в опыте короткого замыкания могут быть определены по формуле:

$$\Delta Q_{\epsilon} = U_{\epsilon\%} \frac{S_{i\dot{i}}}{100}. \quad (3.11)$$

Формула (3.10) справедлива при установке на подстанции двух однопровольных двухобмоточных трансформаторов.

Мощность S_y сравнивается с мощностью нагрузки подстанции в данном режиме, если $S_{i\min} < S_y$, то с целью уменьшения потерь мощности можно отключить один из параллельно работающих трансформаторов. При $S_{i\min} > S_y$ в работе остаются оба трансформатора.

Решение об отключении части трансформаторов зависит также от схемы подстанции, а именно, наличия коммутационной аппаратуры для производства таких переключений. Отключение трансформатора нецелесообразно, если это приведет к уменьшению надежности электроснабжения или увеличению потерь активной мощности в линиях электропередачи. При изменении числа трансформаторов на подстанции необходимо скорректировать схему замещения: при переходе от двух трансформаторов к одному сопротивление (активное и реактивное) трансформаторной ветви увеличиваются в два раза, а потери холостого хода уменьшаются в два раза.

Пример 8.

На подстанции установлены два трансформатора ТДН-16000/110. В режиме максимальных нагрузок к шинам РУ 10 кВ подключены две конденсаторные установки УКЛ 57-10,5-2250 и две УКЛ 57-10,5-450. В режиме минимальных нагрузок мощность потребителей $\dot{S}_{min} = 8,8 + j4,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Требуется определить необходимую мощность компенсирующих устройств в данном режиме и целесообразность отключения одного из трансформаторов.

Суммарная мощность компенсирующих устройств, установленных на подстанции, равна 5,4 МВар, что больше мощности нагрузки в режиме минимальных нагрузок. Чтобы не было генерации реактивной мощности в сеть 110 кВ, часть конденсаторных установок следует отключить. Мощность оставленных в работе ККУ определяется из условия:

$$Q_{к\text{ ном}}^{мин} \leq Q_{min},$$

$$Q_{к\text{ ном}}^{мин} \leq 4,8 \text{ МВар}.$$

Если оставить в работе две установки УКЛ 57-10,5-2250, то некомпенсированная реактивная мощность $Q_{min.p}$ определится по первому закону Кирхгофа

$$Q_{min.p} = 4,8 - 2 \times 2,25 = 0,3 \text{ (МВар)}.$$

Расчетная мощность подстанции $\dot{S}_{min.p}$ в данном режиме составит

$$S_{min.p} = \sqrt{8,8^2 + 0,3^2} = 8,805 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}.$$

Для определения количества работающих трансформаторов необходимо провести расчет S_y по формуле (3.10), МВ·А

$$S_y = 16 \sqrt{2 \cdot \frac{19 + 0,06 \cdot 112}{85 + 0,06 \cdot 1680}} = 8,41,$$

где паспортные данные трансформатора равны: $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\Delta E_{\delta} = 19 \text{ кВТ}$, $\Delta P_{\kappa} = 85 \text{ кВТ}$, $\Delta Q_x = 112 \text{ кВар}$, $u_{\kappa} = 10,5 \text{ \%}$.

Потери реактивной мощности в опыте к.з. определены по формуле (3.11), кВар:

$$\Delta Q_{\kappa} = 10,5 \frac{16000}{100} = 1680.$$

Так как $\dot{S}_{min.p} > \dot{S}_y$, то отключение одного из трансформаторов при снижении нагрузки нецелесообразно.

3.4. Расчет послеаварийных режимов

Расчет послеаварийных режимов выполняется для максимальных нагрузок. В курсовом проекте рассчитываются лишь один-два наиболее тяжелых режима отключений линий, приводящих к наибольшим снижениям напряжения на понижающих подстанциях. Совпадение отключений двух и более линий в различных частях сети не рассматривается, как маловероятное.

При расчетах потокораспределения и потерь напряжения в аварийных режимах сети необходимо внимательно анализировать состав элементов, отключенных действиями релейной защиты или эксплуатационного персонала с учетом схем подстанций. В соответствии с изменениями в схеме электрических соединений производится коррекция расчетной схемы замещения.

3.5. Расчет параметров режима по программе «ROOR»

На кафедре электроэнергетических систем разработана программа расчета параметров установившихся режимов работы электрической сети «ROOR», которой можно воспользоваться при выполнении курсового проекта. Для этого все ветви и узлы курсового проекта нужно пронумеровать в произвольном порядке. На схеме (рис. 3.5) приняты следующие обозначения:

$\boxed{\text{K}}$ – номер узла; \textcircled{L} – номер ветви.

Пример исходных данных о ветвях для примера 7 приведен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Информация о ветвях

Номер ветви	Начало ветви	Конец ветви	Параметры Π-образной ячейки			Параметры идеального трансформатора				Установлен- ная ступень РПН (ПБВ)
			R , Ом	X , Ом	B , мкСм	коэффициент трансформации		параметры РПН (ПБВ)		
						$U_{i\dot{a}\dot{+}}$, кВ	$U_{\dot{e}i\dot{i}}$, кВ	$\pm N$	%	
1	13	1	5,2	17,4	416,6	0	0	0	0	0
2	1	6	0,275	29,6	0	230	230	0	0	0
3	6	8	0,24	0	0	230	121	6	2	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
13	3	11	2,19	43,35	0	115	11	9	1,78	0

В таблицу исходных данных по узлам заносятся лишь мощности поперечных ветвей схемы замещения. Поперечные ветви связывают любой узел схемы замещения с нулевым узлом. Эти ветви в явном виде в схеме замещения отсутствуют, вместо них указываются активные и реактивные мощности нагрузок, потери холостого хода трансформаторов. Пример исходных данных по узлам приведен в табл. 3.2.

Мощность базисного узла определяется в ходе расчета режимов и поэтому сведения о нем в табл. 3.2 не заносятся. Номер базисного узла и поддерживаемое в нем напряжение вводится по программе «ROOR» отдельно.

Результатами расчета являются мощности в начале и в конце каждой ветви, токи и потери активной мощности в ветвях, напряжения в узлах, суммарные потери мощности и генерация реактивной мощности линиями электропередачи.

Таблица 3.2

Информация об узлах

Номер узла	Активная мощность, МВт	Активная мощность Мвар	Параметры источника, задаваемого неизменным P и U		
			поддерживаемое напряжение	Q_{min}	Q_{max}
1	0,61	1,25	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	0	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
12	9	6	0	0	0

Регулирование напряжения на подстанциях можно производить в ходе расчетов параметров режимов по программе «ROOR», для этого следует подобрать коэффициент трансформации трансформаторов, введя в исходные данные по ветвям другое значение установленной ступени РПН.

Для расчета послеаварийного режима в программе «ROOR» реализован удобный интерфейс для исключения ветвей из исходной схемы. Для этого необходимо снять «флажок» (✓) в соответствующей строке информации о ветвях.

4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На шинах подстанций в реальных режимах электрических сетей напряжения, как правило, отличаются от номинального. Это различие напряжений в ГОСТ Р 54149-2010 характеризуется отрицательным $\delta U_{(-)}$ и положительным $\delta U_{(+)}$ отклонениями напряжения в точке передачи электроэнергии [6]:

$$\delta U_{(-)} = \frac{U_0 - U_{(-)}}{U_0} \cdot 100; \quad (4.1)$$

$$\delta U_{(+)} = \frac{U_{(+)} - U_0}{U_0} \cdot 100, \quad (4.2)$$

где $U_{(-)}$, $U_{(+)}$ – значения напряжения, меньшие U_0 и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин; U_0 – напряжение, равное стандартному номинальному или согласованному напряжению.

Для указанных показателей качества электрической энергии установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

На шинах 6–10 кВ центров питания (ЦП) допустимые значения $\delta U_{(-)}$, $\delta U_{(+)}$ могут быть рассчитаны, для этого необходимо иметь информацию о потерях напряжения в сети, находящейся между ЦП и ближайшими и удаленными электроприемниками в рассматриваемых режимах. В данной работе электрические сети напряжением 6–10 кВ не рассматриваются, поэтому в режиме максимальных нагрузок рекомендуется обеспечить уровень напряжения на шинах НН подстанций в пределах 1,05–1,10 $U_{ном}$.

Для обеспечения требуемого качества электрической энергии необходимо осуществить регулирование напряжения, т. е. изменение уровней напряжения с помощью специальных технических средств, а именно:

- 1) трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);
- 2) линейных регулировочных трансформаторов.

Основными средствами регулирования напряжения в электрических сетях являются трансформаторы и автотрансформаторы с РПН. В случае переменной нагрузки ПУЭ рекомендуют осуществлять встречное регулирование, суть которого заключается в том, что в период наибольших на-

грузок на шинах 6–10 кВ ЦП должно обеспечиваться поддержание напряжения не ниже 105 % $U_{ном}$. В режиме наименьших нагрузок напряжение уменьшают до величины, как можно более близкой к $U_{ном}$.

Трансформаторы с РПН имеют специальное переключающее устройство, позволяющее изменять число витков одной из обмоток трансформаторов без отключения нагрузки. При этом меняется коэффициент трансформации трансформаторов. Число ступеней регулировочных ответвлений и диапазон регулирования указываются в таблицах с паспортными данными трансформаторов. Целью расчетов регулирования напряжения является определение достаточности диапазона регулирования РПН для поддержания желаемого уровня напряжения $U_{Hж}$.

В результате электрического расчета сети определены напряжения на шинах НН подстанций, приведенные к ВН – U_H^B . Действительные напряжения на этих шинах можно получить, разделив U_H^B на номинальный коэффициент трансформации $n_{T ном}$:

$$U_{H \partial} = \frac{U_H^B}{n_{T ном}} = U_H^B \cdot \frac{U_{H ном}}{U_{B ном}}. \quad (4.3)$$

Если это напряжение отличается от желаемого значения $U_{Hж}$, то рассчитывается необходимое ответвление регулируемой обмотки высшего напряжения $U_{отв}$:

$$U_{отв} = U_H^B \cdot \frac{U_{H ном}}{U_{H ж}}. \quad (4.4)$$

По найденному напряжению ответвления $U_{отв}$ выбирается ближайшее стандартное ответвление РПН трансформатора $U_{отв.ст}$:

$$U_{отв.ст} = U_{B ном} + n \cdot \frac{\Delta U_{ст} \cdot U_{B ном}}{100}, \quad (4.5)$$

где $\Delta U_{ст}$ – напряжение одной ступени регулирования, %; n – количество ступеней РПН.

Для сети, состоящей из линий электропередачи напряжением 220 кВ и 110 кВ, сначала необходимо произвести регулирование напряжения на шинах среднего напряжения с помощью РПН автотрансформаторов. В настоящее время автотрансформаторы с высшим напряжением 220 кВ выпускаются с РПН, встроенном на линейном конце обмотки среднего напряжения. Это позволяет изменять коэффициент трансформации только для обмоток ВН-СН. Желаемый коэффициент трансформации определяется оптимизационными расчетами по специальным программам, цель которых – уменьшение потерь активной мощности в сети 110 кВ. В данном курсовом проекте оптимизация режима по напряжению не производится, а на выводах 110 кВ автотрансформаторов рекомендуется поддерживать максимально возможное значение напряжения, но при условии, что на остальных подстанциях, присоединенных к этой сети, диапазона регулирования РПН достаточно для осуществления встречного регулирования.

Трехобмоточные трансформаторы напряжением 110/35/6–10 кВ выполняются с РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения, а обмотка СН имеет ПБВ, переключение ответвлений которого осуществляется при отключении трансформатора от сети. Поэтому переключения ПБВ производятся редко, как правило, при сезонном изменении нагрузки.

Данный раздел заканчивается определением значений напряжения на шинах НН подстанции после регулирования.

Пример 9.

Осуществить регулирование напряжения на шинах 110 кВ подстанции 1 (рис. 3.4). Шинам 110 кВ подстанции 1 соответствует узел 8 схемы замещения сети (рис. 3.5). Напряжение U_8^B , приведенное к ВН равно 207,014 кВ, действительное напряжение $U_8 = 108,907$ кВ.

Автотрансформаторы имеют устройство РПН, встроенное со стороны линейных выводов обмотки СН, диапазон регулирования $\pm 6 \times 2 \%$, $U_{ном\ B} = 230$ кВ, $U_{ном\ C} = 121$ кВ.

Увеличив напряжение до 121 кВ, можно снизить нагрузочные потери активной мощности и энергии в линиях 110 кВ и трансформаторах подстанций 2, 3, 4, 5.

Желаемое значение напряжения $U_{8\ жс} = 121$ кВ будет получено при коэффициенте трансформации, отличающемся от номинального

$$U_{8\ жс} = U_8^B \frac{U_{C\ отв}}{U_{B\ ном}}. \quad (4.6)$$

Из этого уравнения определяется напряжение ответвления, кВ:

$$U_{C\ отв} = U_{8\ жс} \frac{U_{B\ ном}}{U_8^B}, \quad (4.7)$$

$$U_{C\ отв} = 121 \cdot \frac{230}{207,014} = 134,43.$$

Напряжение одной ступени РПН, кВ:

$$\Delta U_{ст} = \frac{2 \cdot U_{C\ ном}}{100}; \quad \Delta U_{ст} = \frac{2 \cdot 121}{100} = 2,42.$$

Число ступеней РПН:

$$n = \frac{U_{C\ отв} - U_{C\ ном}}{\Delta U_{ст}}; \quad n = \frac{134,43 - 121}{2,42} = 5,55.$$

При $n = 6$ стандартное напряжение ответвления РПН автотрансформатора равно, кВ:

$$U_{отв.ст} = 121 + 6 \cdot 2,42 = 135,52.$$

Напряжение на шинах 110 кВ подстанции 1 после регулирования, кВ:

$$U_{8\ p} = 207,014 \cdot \frac{135,52}{230} = 121,978.$$

Добавка напряжения, создаваемая РПН автотрансформатора, $\Delta E_{ам}$ равна, кВ:

$$\Delta E_{ам} = U_{8\ p} - U_8; \quad \Delta E_{ам} = 121,978 - 108,907 = 13,071.$$

Регулирование напряжения в узле 8 приведет к изменению напряжения в узлах 9, 10, 11, 12. Чтобы не выполнять электрический расчет вновь, можно приближенно считать, что напряжения на шинах НН, приведенные к ВН, для подстанций 2 ÷ 5 увеличатся на величину добавки напряжения ΔE_{am} .

Напряжение на шинах НН подстанции 1 (узел 7) $U_7 = 32,62$ кВ, что ниже номинального. Для повышения напряжения до величины $1,05U_{ii}$ необходимо дополнительно установить последовательно с обмоткой НН автотрансформатора линейный регулировочный трансформатор ЛТДН-63000/35 с $U_{ii} = 38,5$ кВ и диапазоном регулирования $\pm 10 \times 1,5\%$. Добавка напряжения $\Delta E_{\bar{e}\bar{o}}$, создаваемая этим трансформатором должна быть равна, кВ:

$$\Delta E_{\bar{e}\bar{o}} = U_{i\bar{e}} - U_7;$$

$$\Delta E_{\bar{e}\bar{o}} = 1,05 \cdot 35 - 32,62 = 4,13.$$

Напряжение одной ступени ЛТДН, кВ:

$$\Delta U_{\bar{n}\bar{o}} = \frac{1,5 \cdot 38,5}{100} = 0,578.$$

Число ступеней регулировочного трансформатора:

$$\bar{i} = \frac{\Delta E_{\bar{e}\bar{o}}}{\Delta U_{\bar{n}\bar{o}}}; \quad \bar{i} = \frac{4,13}{0,578} = 7,14.$$

При значении $\bar{i} = 8$, напряжение на шинах низшего напряжения с учетом добавки напряжения равно, кВ:

$$U_{7\bar{a}} = 32,62 + 8 \cdot 0,578 = 37,24.$$

Пример 10.

На подстанции установлен трехфазный трехобмоточный трансформатор ТДТН-10000/110, имеющий устройство РПН с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, установленное на стороне высшего напряжения. На стороне среднего напряжения установлено устройство ПБВ ($\pm 2 \times 2,25\%$). В результате расчетов параметров режима максимальных нагрузок напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высшему напряжению, получили равным

$U_I^A = 101$ кВ, а на шинах среднего напряжения $U_N^A = 106$ кВ. Номинальные напряжения обмоток $U_{Ai\hat{i}\hat{i}} = 115$ кВ, $U_{\tilde{N}i\hat{i}\hat{i}} = 38,5$ кВ, $U_{Ii\hat{i}\hat{i}} = 11$ кВ.

Требуется осуществить встречное регулирование напряжения. Напряжение на шинах среднего напряжения не должно превышать $1,1 \cdot U_{i\hat{i}\hat{i}}$, т. е. 38,5 кВ.

Решение

Действительное напряжение на шинах низкого напряжения при номинальном коэффициенте трансформации равно, кВ:

$$U_{I\hat{a}} = U_I^A \frac{U_{Ii\hat{i}\hat{i}}}{U_{Ai\hat{i}\hat{i}}}, \quad U_{I\hat{a}} = 101 \cdot \frac{11}{115} = 9,66.$$

В соответствии с условием встречного регулирования напряжение в режиме максимальных нагрузок должно быть не ниже 10,5 кВ. Если принять желаемое значение напряжения $U_{I\hat{a}} = 10,6$ кВ, то напряжение отвлечения РПН можно определить из условия:

$$U_{i\hat{o}\hat{a}} = U_I^A \frac{U_{Ii\hat{i}\hat{i}}}{U_{I\hat{a}}}, \quad U_{i\hat{o}\hat{a}} = 101 \cdot \frac{11}{10,6} = 104,8.$$

Степень РПН, которой соответствует данное напряжение отвлечения находится из условия:

$$U_{i\hat{o}\hat{a}} = U_{Ai\hat{i}\hat{i}} + n \frac{\Delta U_{\tilde{n}\hat{o}\%} U_{Ii\hat{i}\hat{i}}^A}{100},$$

откуда:

$$n = \frac{U_{i\hat{o}\hat{a}} - U_{Ai\hat{i}\hat{i}}}{\Delta U_{\tilde{n}\hat{o}\%} U_{Ii\hat{i}\hat{i}}^A} \cdot 100; \quad n = \frac{104,81 - 115}{1,78 \cdot 115} \cdot 100 = -4,97.$$

Округляя номер ступени до ближайшего целого значения можно определить напряжение на шинах низшего напряжения при найденном коэффициенте трансформации, кВ:

$$U_I = 101 \cdot \frac{11}{115 - 5 \cdot \frac{1,78 \cdot 115}{100}} = 10,6.$$

Напряжение на шинах среднего напряжения при регулировании с помощью РПН, кВ:

$$U_{\tilde{N}} = 106 \cdot \frac{38,5}{115 - 5 \cdot \frac{1,78 \cdot 115}{100}} = 38,9.$$

Напряжение на шинах среднего напряжения превышает $1,1 \cdot U_{i\tilde{i}}$. Следовательно, ПБВ необходимо перевести из нейтрального положения на определенную ступень. Вопрос выбора номера ступени должен решаться с учетом всех режимов, так как ПБВ можно переключать только при выводе трансформатора из работы. Выбор ступени ПБВ должен производиться таким образом, чтобы на подстанциях, присоединенных к сети 35 кВ, диапазон регулирования РПН был достаточен для осуществления встроенного регулирования. При работе с ответвлением $-1 \times 2,25$ % напряжение $U_{\tilde{N}}$ будет равно, кВ:

$$U_{\tilde{N}} = 106 \cdot \frac{38,5 - 1 \cdot \frac{2,5 \cdot 38,5}{100}}{115 - 5 \cdot \frac{1,78 \cdot 115}{100}} = 37,98,$$

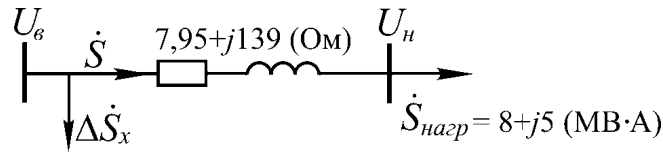
что соответствует желаемому.

Пример 11.

На подстанции установлен трансформатор ТДН-10000/110. В режиме наибольших нагрузок на шинах высшего напряжения поддерживается напряжение, равное 104 кВ. При этом нагрузка составляет $\dot{S} = 8 + j5$ (МВ·А). Необходимо осуществить встречное регулирование напряжения на шинах низшего напряжения таким образом, чтобы оно составило 10,5 кВ. Трансформатор оснащен устройством РПН ($\pm 9 \times 1,78$ %). Номинальный коэффициент трансформации 115/11. Сопротивление трансформатора $\underline{Z}_O = 7,95 + j139$ (Ом).

Решение

1. Схема замещения трансформатора:



2. Мощность \dot{S} определяется как сумма $\dot{S}_{i\dot{a}\dot{a}\dot{o}}$ и потерь мощности в обмотках трансформатора, МВ·А:

$$\dot{S} = \dot{S}_{i\dot{a}\dot{a}\dot{o}} + \Delta \dot{S}_{\dot{o}},$$

$$\dot{S} = 8 + j5 + \frac{8^2 + 5^2}{115^2} \cdot 7,95 + j \frac{8^2 + 5^2}{115^2} \cdot 139 = 8,05 + j5,94.$$

3. Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения, кВ:

$$U_{\dot{I}}^{\hat{A}} = U_{\hat{A}} - \frac{P \cdot r_T + Q \cdot x_T}{U_{\hat{A}}},$$

$$U_{\dot{I}}^{\hat{A}} = 104 - \frac{8,05 \cdot 7,95 + 5,94 \cdot 139}{104} = 95,4.$$

4. Действительное напряжение на шинах низшего напряжения, кВ:

$$U_{\dot{I}} = \frac{U_{\dot{I}}^{\hat{A}}}{k_{\dot{\alpha}\dot{i}\dot{i}}} = U_{\dot{I}}^{\hat{A}} \frac{U_{\dot{I}\dot{i}\dot{i}}}{U_{\hat{A}\dot{i}\dot{i}}},$$

$$U_{\dot{I}} = 95,4 \cdot \frac{11}{115} = 9,13.$$

Действительное напряжение не соответствует желаемому, следовательно необходимо осуществить регулирование.

5. Напряжение отвлечения, при котором на шинах НН ПС будет поддерживаться напряжение 10,5 кВ, равно, кВ

$$U_{\dot{i}\dot{o}\dot{a}} = U_{\dot{I}}^{\hat{A}} \frac{U_{\dot{I}\dot{i}\dot{i}}}{U_{\dot{I}\dot{a}}}, \quad U_{\dot{i}\dot{o}\dot{a}} = 95,4 \cdot \frac{11}{10,5} = 99,94.$$

6. Требуемое $\Delta U_{\dot{o}\dot{\delta}\dot{a}\dot{a}}$, кВ:

$$\Delta U_{\text{треб}} = U_{\text{отв}} - U_{\text{Вном}}, \quad U_{\text{треб}} = 99,4 - 115 = -15,06.$$

7. Число ступеней n равно

$$n = \frac{\Delta U_{\text{треб}}}{\Delta U_{\text{ст}}}, \quad n = \frac{-15,06}{2,05} = -7,35.$$

8. Число ступеней ответвления округляется до ближайшего целого значения и определяется действительное напряжение на шинах низшего напряжения при работе на выбранной ступени регулирования.

Ближайшее целое число равно 7. При определении знака ступени регулирования руководствуются величиной действительного напряжения на шинах низшего напряжения U_i . Из сравнения U_i и $U_{i\text{э}}$ можно сделать вывод о необходимости увеличивать U_i до значения $U_{i\text{э}}$, что, в свою очередь, возможно за счет уменьшения коэффициента трансформации. Следовательно для обеспечения необходимого уровня напряжения необходимо работать на ступени $n = -7$:

$$\begin{aligned} U_{i\text{д.н.}} &= U_{i\text{н.}} + n\Delta U_{\text{н.}}; \\ U_{i\text{д.н.}} &= 115 - 7 \cdot 2,05 = 100,65 \text{ В}; \\ U_i &= 95,4 \cdot \frac{11}{100,65} = 10,43 \text{ В}. \end{aligned}$$

9. При числе ступеней $n = -8$, стандартное напряжение ответвления, кВ:

$$U_{i\text{д.н.}} = 115 - 8 \cdot \frac{1,78 \cdot 115}{100} = 98,62.$$

Тогда действительное напряжение после регулирования, кВ:

$$U_i = 95,4 \cdot \frac{11}{98,62} = 10,64.$$

Таким образом, диапазона РПН достаточно для осуществления встречного регулирования напряжения на шинах рассматриваемой ПС.

5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ СПРОЕКТИРОВАННОЙ СЕТИ

Важным этапом проектирования является анализ результатов расчета режима электрической сети. Перед его проведением необходимо нанести на схему замещения значения напряжений в узлах и мощностей в начале и в конце каждой ветви, как это сделано на рис. 3.5. Анализ параметров режима электрической сети выполняется в следующем порядке.

1. Выявляются узлы с наименьшим напряжением в рассмотренном режиме электрической сети.
2. Находятся ветви, в которых наблюдаются наибольшие потери активной мощности, определяются величины этих потерь в процентах от суммарной величины потерь активной мощности в сети и объясняются полученные результаты.
3. Сравниваются суммарные потери реактивной мощности в сети и зарядные мощности ЛЭП напряжением 110 и 220 кВ.
4. Оцениваются коэффициенты загрузки силовых трансформаторов и автотрансформаторов сетевого района.
5. Определяются годовые потери электроэнергии в сети и оценивается их процентное содержание от переданной потребителям энергии.
6. Оценивается коэффициент полезного действия спроектированной сети.

Пример 12.

Для сети, рассмотренной в примере 8, которая характеризуется временем использования наибольшей нагрузки $T_{\text{НБ}} = 4600$ ч. провести анализ режима наибольших нагрузок по результатам приведенных расчетов.

Узлом сети 110 кВ с наименьшим напряжением в рассмотренном режиме является узел 3 (напряжение узла 106,08 кВ). Данное обстоятельство

позволяет сделать вывод о том, что узел 3 является электрически наиболее удаленной точкой сети 110 кВ.

Потери мощности в ветвях схемы замещения сетевого района определяются как разность между мощностью в начале ветви и мощностью ее конца. Согласно рис. 3.5 потери мощности в ветви 13-1 составляют, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{13-1} = 98,621 + j85,996 = 1,702 + j5,695.$$

Аналогичные расчеты выполнены для остальных ветвей схемы замещения, а результаты сведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Результаты расчета потерь мощности в ветвях схемы замещения

Ветвь по рис. 3.5	Мощность начала ветви		Мощность конца ветви		Потери мощности в ветви	
	активная (МВт)	реактивная (Мвар)	активная (МВт)	реактивная (Мвар)	активная (МВт)	реактивная (Мвар)
13-1	98,621	85,996	96,919	80,301	1,702	5,695
1-6	96,309	89,121	96,221	79,585	0,088	9,536
6-7	40,093	38,823	40,000	35,000	0,093	3,823
6-8	56,128	40,762	56,104	40,762	0,024	0,000
8-5	8,112	5,979	8,074	5,942	0,038	0,037
5-9	8,060	6,022	8,000	5,000	0,600	0,022
8-4	19,100	14,355	18,869	13,796	0,231	0,559
8-2	28,892	21,328	28,629	20,689	0,263	0,639
4-10	16,117	12,045	16,000	10,000	0,117	2,045
4-3	2,724	2,441	2,719	2,432	0,005	0,009
3-11	22,120	16,440	22,000	14,000	0,120	2,440
2-3	19,536	13,939	19,438	13,742	0,098	0,197
2-12	9,070	7,060	9,000	6,000	0,07	1,060
Итого:					3,449	26,062

Кроме нагрузочных потерь в рассматриваемой сети существуют потери холостого хода. Указанные потери моделируют процессы, происходящие в сердечниках силовых трансформаторов и автотрансформаторов сетевого района. Сводная информация о потерях холостого хода приведена в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Результаты расчета потерь мощности в стали трансформаторов

Номер подстанции	Количество трансформаторов	Потери в стали одного трансформатора		Суммарные потери в стали трансформаторов подстанции	
		активная (МВт)	реактивная (Мвар)	активная (МВт)	реактивная (Мвар)
1	2	0,305	0,625	0,610	1,250
2	2	0,0115	0,050	0,023	0,100
3	2	0,019	0,112	0,038	0,224
4	2	0,014	0,070	0,028	0,140
5	1	0,014	0,070	0,014	0,070
Итого:				0,713	1,784

Суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети составляют, МВт:

$$\Delta P = 3,449 + 0,713 = 4,162.$$

Согласно информации, приведенной в табл. 5.1 наибольшие потери активной мощности в рассмотренном режиме наблюдаются в ветви, соединяющей узлы 13 и 1. Это ветвь линии, соединяющей подстанцию «А» с шинами 220 кВ подстанции 1. Потери в ней составляют 1,702 МВт или 40,89 % от суммарных потерь активной мощности в сети. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что по этой линии протекает мощность нагрузки всего сетевого района, и, несмотря на напряжение 220 кВ, приводит к наибольшим потерям активной мощности в рассматриваемой сети.

Потери реактивной мощности в сети определяются аналогично потерям активной мощности и в рассматриваемом случае составляют, Мвар:

$$\Delta Q = 26,062 + 1,784 = 27,846.$$

Суммарные реактивные мощности, генерируемые линиями 110 и 220 кВ сетевого района согласно информации, приведенной на рис. 3.5 и в табл. 5.3 составляют $Q_{\Sigma} = 22,920$ Мвар.

В результате сравнения величины потерь реактивной мощности в сети с величиной реактивной мощности, генерируемой линиями сетевого района мож-

но сделать вывод о сопоставимости указанных величин. Таким образом, зарядная мощность линий покрывает 82,3 % потерь реактивной мощности района.

Таблица 5.3

Реактивная мощность, генерируемая линиями сетевого района

Линия	13-1	8-5	8-4	8-2	4-3	2-3	Итого:
Зарядная мощность, Мвар	20,140	0,300	1,000	0,500	0,660	0,320	22,920

Степень загрузки силовых трансформаторов и автотрансформаторов является показателем для оценки эффективности использования установленной мощности в сетевом районе. Коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_{\zeta} = \frac{S_{i \text{ АД}}}{k \cdot S_{i \text{ и .о.}}}, \quad (5.1)$$

где $S_{НАГР}$ – мощность, протекающая через наиболее загруженную обмотку трансформатора; k – количество параллельно работающих трансформаторов или автотрансформаторов; $S_{ном.Т.}$ – номинальная мощность трансформатора или автотрансформатора.

Для автотрансформаторов подстанции 1 наиболее загружена обмотка ВН, через которую протекает мощность $96,309 + j89,121$ МВ·А (рис. 3.5). Тогда коэффициент загрузки составит:

$$K_3 = \frac{\sqrt{96,309^2 + 89,121^2}}{2 \cdot 125} = 0,525.$$

Для подстанции 2 мощность нагрузки составит, МВ·А:

$$S_{НАГР} = \sqrt{9^2 + 6^2} = 10,817.$$

Тогда коэффициент загрузки будет равен:

$$K_3 = \frac{10,817}{2 \cdot 6,3} = 0,858.$$

В табл. 5.4 приведены коэффициенты загрузки силового оборудования подстанций.

Таблица 5.4

Коэффициенты загрузки трансформаторов и автотрансформаторов

Номер подстанции	Количество и тип трансформаторов	Мощность, протекающая через трансформатор (МВ·А)	Коэффициент загрузки
1	2×АТДЦТН-125000	131,217	0,525
2	2×ТМН-6300	10,817	0,858
3	2×ТДН-16000	26,077	0,815
4	2×ТДН-10000	18,868	0,943
5	ТДН-10000	9,434	0,943

Анализируя коэффициенты загрузки трансформаторов сетевого района можно сделать вывод об эффективном использовании большей части силового оборудования. Несколько ниже рекомендуемого значения загружены автотрансформаторы подстанции 1. Данное обстоятельство объясняется сравнительно малым модельным рядом автотрансформаторов, удовлетворяющих условиям предполагаемой эксплуатации. Так следующим в сторону снижения мощности автотрансформаторов является аппарат с номинальной мощностью 63 МВ·А, который не позволяет передавать мощность, указанную в табл. 5.4.

Годовые потери электроэнергии составляют:

$$\Delta W = \Delta W_{НАГР} + \Delta W_{XX}, \quad (5.2)$$

где $\Delta W_{НАГР} = \Delta P_{НАГР} \cdot \tau$, а $\Delta W_{XX} = \Delta P_{XX} \cdot 8760$.

Величина времени наибольших потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{НБ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (5.3)$$

Для рассматриваемого сетевого района величина τ составит, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2987,7.$$

Тогда потери электроэнергии за год равны, МВт·ч:

$$\Delta W = 3,449 \cdot 2987,7 + 0,713 \cdot 8760 = 16550,5.$$

Переданная потребителям электроэнергия определяется по формуле, МВт·ч:

$$W = P_{\text{НАГР}} \cdot T_{\text{НБ}}, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{НАГР}}$ – суммарное значение активной мощности потребителей района.

Величина переданной потребителям электроэнергии для рассматриваемого района составит, МВт·ч:

$$W = (40 + 9 + 22 + 16 + 8) \cdot 4600 = 437000.$$

Следовательно, в процентном выражении потери электроэнергии составляют, %:

$$\Delta W = \frac{16550,5}{437000} \cdot 100 = 3,5.$$

Коэффициент полезного действия можно определить по формуле:

$$\eta = \frac{W}{W + \Delta W} \cdot 100. \quad (5.5)$$

Для рассматриваемой сети коэффициент полезного действия равен, %:

$$\eta = \frac{473000}{473000 + 16550,5} \cdot 100 = 96,6.$$

6. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном заключительном разделе проекта определяются основные показатели, характеризующие полные расходы денежных средств, необходимые для сооружения и эксплуатации сети, а также некоторые удельные экономические показатели, характеризующие обоснованность решений, принятых в процессе проектирования сети:

1. капиталовложения на сооружение линий, подстанций и сети в целом;

2. ежегодные издержки на обслуживание, капитальный и текущий ремонт;

3. издержки на возмещение потерь электрической энергии в линиях и трансформаторах;

4. удельная себестоимость передачи электроэнергии по сети от шин источника питания до шин низшего напряжения понижающих подстанций 35–220 кВ.

Кроме того, в проекте рассчитываются сводные данные, характеризующие потребности в оборудовании. К ним относятся:

- количество трансформаторов с разделением по номинальным напряжениям и мощностям;

- суммарная мощность компенсирующих устройств с разделением по маркам;

- количество километров проводов по маркам (в однофазном исполнении);

- количество коммутационного оборудования (выключателей) 110 кВ и выше с разделением по номинальным напряжениям.

В учебном проектировании величина капиталовложений может быть определена по укрупненным показателям стоимости в ценах 2000 года, с учетом индекса роста цен на энергетическое оборудование и строительно-монтажные работы. Индекс роста цен задается преподавателем. Капитальные вложения на линии электропередачи $K_{ВЛ}$ допустимо определять по расчетной стоимости 1 км воздушной линии, в зависимости от номинального напряжения ЛЭП, сечения проводов, конструкции опор и района по гололеду [7]. Эти данные приведены также в табл. Б.1. При выборе материала опор можно воспользоваться следующими рекомендациями ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект»:

1. Предпочтительнее применять стальные опоры передач перед железобетонными при сооружении воздушной линии в горной или другой трудно доступной для транспорта местности.

2. Деревянные опоры целесообразно применять для воздушных линий, трассы которых прилегают к районам, богатым строевым лесом, а также в районах с малой влажностью воздуха и среднегодовой температурой не выше $0 \div 5$ °С.

3. Железобетонные опоры применяют во всех остальных случаях.

Суммарные капиталовложения на сооружение линий электропередачи определяются выражением:

$$\hat{E}_{\hat{A}\hat{E}\Sigma} = \sum_{i=1}^N \hat{E}_{0i} \cdot l_i \cdot n_i, \quad (6.1)$$

где \hat{E}_{0i} – укрупненный показатель стоимости 1 км воздушной линии на i -ом участке сети, тыс. руб./км; l_i – протяженность i -ого участка, км; n_i – количество одноцепных или двухцепных линий на данном участке сети; N – количество участков.

В каждом из вариантов суммарные капиталовложения на сооружение подстанций равны

$$\hat{E}_{\hat{I}\hat{N}\Sigma} = \sum_{i=1}^M \hat{E}_{\hat{I}\hat{N}i}, \quad (6.2)$$

где $i = 1, 2, \dots, M$ – номер подстанции; $\hat{E}_{\hat{I}\hat{N}i}$ – стоимость сооружения i -ой подстанции, тыс. руб.

$\hat{E}_{\hat{I}\hat{N}i}$ определяется суммированием стоимости силовых и регулировочных трансформаторов $\hat{E}_{\hat{o}\hat{o}i}$, компенсирующих устройств $\hat{E}_{\hat{e}\hat{o}i}$, распределительных устройств $\hat{E}_{\hat{d}\hat{o}i}$ и постоянной составляющей затрат на сооружение подстанций $\hat{E}_{\hat{i}\hat{i}\hat{n}\hat{o}i}$.

$$\hat{E}_{\hat{I}\hat{N}i} = \hat{E}_{\hat{o}\hat{o}i} + \hat{E}_{\hat{d}\hat{o}i} + \hat{E}_{\hat{e}\hat{o}i} + \hat{E}_{\hat{i}\hat{i}\hat{n}\hat{o}i}. \quad (6.3)$$

Стоимость трансформаторов на i -ой подстанции в случае установки k_i однотипных трансформаторов определяется по выражению:

$$\hat{E}_{\delta \delta i} = k_i \cdot \hat{E}_{\delta \delta}.$$

K_{mp} – укрупненный показатель стоимости, включающий кроме стоимости самого трансформатора затраты на монтаж, ошиновку, заземление, контрольные кабели, релейную защиту. Эти данные приведены в [7] и табл. Б.2.

При расчете стоимости распределительных устройств на каждой подстанции $K_{PY i}$ следует учесть капитальные затраты на распределительные устройства высшего, среднего (при его наличии) и низшего напряжений.

Стоимости ОРУ 110–220 кВ, выполненные по блочным и мостиковым схемам, приведены в табл. Б.3. Стоимость ячейки ОРУ 35–1150 кВ с количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. Б.4. В этом случае стоимость сооружения распределительных устройств каждого номинального напряжения равна

$$K_{PY i} = n_{яч i} \cdot K_{яч i}, \quad (6.4)$$

где $n_{яч i}$ и $K_{яч i}$ – соответственно число ячеек с выключателями и стоимость каждой ячейки.

В стоимость каждой ячейки $K_{яч i}$ кроме стоимости самого выключателя входят стоимости всех элементов (разъединителей, измерительных трансформаторов, защитных аппаратов и т. д.), а также стоимости монтажа оборудования.

При выполнении курсового проекта выбор выключателей не производится, поэтому следует выбрать элегазовые выключатели в РУ-35-220 кВ и вакуумные в РУ-10 кВ. Стоимость ячейки ОРУ зависит также от номинального напряжения РУ и его схемы. Количество ячеек $i_{y\pm}$ в РУ-10 кВ можно приближенно определить по мощности нагрузки на шинах низшего напряжения i -ой подстанции:

$$n_{яч i} = \frac{S_{max i}}{3}. \quad (6.5)$$

Стоимость постоянной части затрат учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство собственных нужд ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. Б.5). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений на высшем напряжении подстанции.

Стоимость компенсирующих устройств определяется по удельной стоимости $\hat{E}_{\hat{O} \hat{\alpha} \hat{a}}$ и мощности установленных компенсирующих устройств:

$$K_{KY i} = K_{KY y \partial} \cdot Q_{\kappa \text{ ном}},$$

где $\hat{E}_{\hat{O} \hat{\alpha} \hat{a}}$ можно принять равным 300 руб/кВар.

Ежегодные издержки на обслуживание, текущий и капитальный ремонт линий и оборудования подстанций определяются капитальными затратами на данный элемент системы и нормой отчислений:

$$\dot{E}_{i \cdot \delta} = \dot{E}_{i \cdot \delta \cdot \hat{A} \hat{E}} + \dot{E}_{i \cdot \delta \cdot \hat{I} \hat{N}} = \delta_{\Sigma \hat{A} \hat{E}} \cdot \hat{E}_{\hat{A} \hat{E}} + \delta_{\Sigma \hat{I} \hat{N}} \cdot \hat{E}_{\hat{I} \hat{N}}, \quad (6.6)$$

где $\delta_{\Sigma \hat{A} \hat{E}}$, $\delta_{\Sigma \hat{I} \hat{N}}$ – нормы отчислений на ремонт и обслуживание воздушных линий и оборудования подстанций соответственно.

Нормы отчислений зависят от срока службы оборудования и сооружений, а также периодичности и стоимости капитальных ремонтов. Значения $\delta_{\Sigma \hat{A} \hat{E}}$, $\delta_{\Sigma \hat{I} \hat{N}}$ в относительных единицах приведены в табл. Б.7.

Ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии определяются по стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$$\dot{E}_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (6.7)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в электрической сети.

Потери электроэнергии ΔW_{Σ} состоят из потерь холостого хода ΔW_{δ} и нагрузочных потерь ΔW_i . Потери холостого хода – потери в стали трансформаторов, которые определяются по времени работы трансформаторов $T_{\text{зод}}$:

$$\Delta W_{\delta} = \dot{O}_{\text{аа}} \sum_{i=1}^l \dot{i}_{\delta \delta i} \cdot \Delta P_{xi},$$

где ΔP_{xi} – паспортные данные трансформаторов, установленных на i -ой подстанции.

Нагрузочные потери – это потери энергии на нагрев проводов ЛЭП и обмоток трансформаторов, то есть потери в сопротивлениях линий и трансформаторов. Они определяются величиной максимальной мощности нагрузки S_{ik} , номинальным напряжением U_{ii} , сопротивлением элемента сети r_{ik} и временем максимальных потерь τ :

$$\Delta W_{i \text{ ik}} = \frac{S_{ik}^2}{U_{ii}^2} \cdot r_{ik} \cdot \tau,$$

Нагрузочные потери электроэнергии ΔW_i определяются суммированием $\Delta W_{i \text{ ik}}$ для всех участков сети.

Время максимальных потерь τ может быть рассчитано по формуле (5.3).

Себестоимость передачи электроэнергии по сети определяется как отношение суммарных издержек $\dot{E}_{i.\delta}$ к переданной потребителям электроэнергии:

$$\tilde{N} = \frac{\dot{E}_{i.\delta}}{W}, \quad (6.8)$$

где $W = \sum_{i=1}^6 P_{\text{max } i} \dot{O}_{i \text{ а}}$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТП ВятГУ 101-2004. Общие требования к оформлению текстовых документов [Текст] / ВятГУ. – Киров, 2004. – 28 с.
2. СТП ВятГУ 102-2004. Общие требования к структуре, оформлению и представлению курсовых проектов и работ [Текст] / ВятГУ. – Киров, 2004. – 26 с.
3. Черепанова, Г. А. Расчеты режимов электрических сетей [Текст] / Г. А. Черепанова, А. В. Вычегжанин. – Киров : ВятГТУ, 2002. – 78 с.
4. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей [Текст] / под ред. В. М. Блока. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. – 7-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2003. – 550 с.
6. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс] : введ. 01.01.2013. – М. : Стандартинформ, 2012. – Доступ из нормативно-технической системы «Техэксперт».
7. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.
8. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 2-е изд. – Ростов н/Д : Феникс ; 2006. – 715 с.

Приложение А

Расчетные данные элементов электрической сети

Таблица А.1

Расчетные данные ВЛ 35–220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	r_0 , Ом/км при 20 °С	$I_{\text{доп}}$, А	220 кВ		150 кВ		110 кВ		35 кВ
			$\tilde{\sigma}_0$, Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁶	$\tilde{\sigma}_0$, Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁶	$\tilde{\sigma}_0$, Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁶	$\tilde{\sigma}_0$, Ом/км
70/11	0,422	265	—	—	—	—	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	330	—	—	—	—	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	390	—	—	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	450	—	—	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	510	—	—	0,429	2,645	0,413	2,747	—
240/32	0,118	610	0,435	2,604	0,420	2,702	0,405	2,808	—
300/39	0,096	690	0,429	2,645			—	—	—
450/51	0,073	825	0,42	2,701			—	—	—

Примечания.

Усредненные среднегеометрические расстояния между фазами приняты следующими:

Класс напряжения, кВ	35	110	150	220
Среднегеометрическое расстояние, м	3,5	5,0	6,5	8,0

Таблица А.2

Нормированные значения. Экономическая плотность тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока j_y , А/мм ² при $\tilde{\sigma}_{\text{доп}}$, час/год		
	1000–3000	3000–5000	более 5000
Неизолированные алюминиевые провода и шины	1,3	1,1	1

Таблица А.3

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Пределы регулиро- вания, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном},$ кВ, обмоток		$u_{\kappa},$	$\Delta P_{\kappa},$	$\Delta P_{x},$	$I_{x},$	$r_{Т},$	$x_{Т},$	$\Delta Q_{x},$
			В	Н	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
$U_{\text{г}} = 35 \text{ кВ}$											
ТМ-100/35	0,10	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4	6,5	2,6	0,7	2,4	127	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4	6,5	3,7	1,0	2,3	72	318	5,7
ТМН-400/35	0,40	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4	6,5	7,6	1,9	2,0	23,5	126	12,6
ТМН-630/35	0,63	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,0; 14,2	79,6	15
ТМН-1000/35	1,0	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 2,5$	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	120

Продолжение табл. А.3

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном},$ кВ, обмоток		$u_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	$r_{т},$ Ом	$x_{т},$ Ом	$\Delta Q_{х},$ квар
$U_{\delta} = 110$ кВ											
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,5$ $\pm 8 \times 1,5$	110	6,6; 11	10,5	22	5,0	1,5	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,7	1,44	34,8	260
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном},$ кВ, обмоток		$u_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	$r_{т},$ Ом	$x_{т},$ Ом	$\Delta Q_{х},$ квар
			В	Н							
$U_{г} = 150$ кВ											
ТДН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,6; 11	11	85	21	0,89	8,30	172	128
ТРДН-32000/150	32	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	10,5	145	85	0,70	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$	158	6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
$U_{г} = 220$ кВ											
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,80	4,0	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5$	242	6,3; 10,5	11	320	105	0,60	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,70	1,90	63	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5$	242	10,5	11	380	135	0,50	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН путем РПН, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и типа ТД с ПБВ на стороне ВН.

Таблица А.4

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВ·А	Предел регулирования, %	Каталожные данные									Расчетные данные						
			$U_{ном}$, кВ, обмоток			u_k %, обмоток			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	r_T , Ом, обмоток			x_T , Ом, обмоток			ΔQ_x , квар
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н				В	С	Н	В	С	Н	
$U_g = 35 \text{ кВ}$																		
ТМТН-6300/35	6,3	$\pm 8 \times 1,5$	35	10,5; (11)	6,3	7,5	7,5	16,5	55	12	0,85	0,94	0	17,8		53,5		
ТМТН-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	10,5; (11)	6,3	16,5	8,0	7,2	75	18	0,85	0,51	11,7	10,6	0	85		
ТМТН-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$	36,73	10,5; (11)	6,3	17	8	7,5	115	23	0,65	0,30	7,5	7,0	0	104		
$U_g = 110 \text{ кВ}$																		
ТМТН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	60	14	1,20	10	225	0	131	75,5		
ТДТН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	80	19	1,10	5,30	142	0	82	110		
ТДТН-16000/110*	16	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	17; (10,5)	10,5; (17)	6	105	26	1,05	2,70	88	(0); 52	(52); 0	168		
ТДТН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	145	36	1,00	1,50	54	0	33	250		
ТДТН-40000/110*	40	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	230	50	0,90	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360		
ТДТН-63000/110*	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	310	70	0,85	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536		
ТДЦТН-80000/110*	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	38,5	11	10,5	17	6	390	82	0,80	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640		

* При x_T обмотки СН, равной нулю, обмотки НН изготавливаются $U_{ном} = 6,3$ или $U_{ном} = 10,5$ кВ.

Окончание табл. А.4

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные									Расчетные данные						
			$U_{ном},$ кВ, обмоток			$u_{к},$ %, обмоток			$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	$r_{т},$ Ом, обмоток			$x_{т},$ Ом, обмоток			$\Delta Q_{х},$ квар.
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н				В	С	Н	В	С	Н	
$U_{г} = 150$ кВ																		
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	96	25	1,0	4,70			176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	145	34	0,9	2,90			112,5	0	67,5	225
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	185	53	0,8	1,45			70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	285	67	0,7	0,90			44,7	0	26,8	431
$U_{г} = 220$ кВ																		
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	5,7			275	0	148	300
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	3,6			165	0	125	440
Автотрансформаторы 220 кВ																		
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	125	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 38,5	11/11	31/45	19/28	305	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 38,5	11	32	20	430	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2$	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Приложение Б

Укрупненные показатели стоимости

Таблица Б.1

Базисные показатели стоимости ВЛ 35–220 кВ переменного тока
на стальных и железобетонных опорах (цены 2000 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода ста- леалюминие- вые сечением, шт.Хмм ²	Количество цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб/км	
				Стальные опоры	Железобе- тонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	970	700
			2	1390	1180
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1590	1150
	Свободностоящие	185–240	1	1170	950
			2	1795	1650
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	–
		400	1	1470	1250
			2	2420	–
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1	–	1140
			2	–	2120
		400	1	–	1295
			2	–	2320

Таблица Б.2

Стоимость ячейки трансформаторов 35–220 кВ, тыс. руб. (цены 2000 г.)

Мощность, МВА	Трансформатор					Автотрансфор- матор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2,5	1620	–	–	–	–	–
4	1825	–	–	–	–	–
6,3	2375	3400	4075	–	–	–
10	2500	3700	4725	–	–	–
16	2750	4300	5475	–	–	–
25	3500	5500	6375	–	9950	–
40	3875	7300	8000	10000	11125	–
63	–	9000	10975	12625	–	13475
80	–	10200	11175	10920	–	–
100	–	–	–	15875	–	–
125	–	11000	–	12960	–	15525

Таблица Б.3

Стоимость ОРУ 35–110 кВ по блочным и мостиковым схемам

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб.	
		110 кВ	220 кВ
Блок линия-трансформатор с разъединителем с выключателем*	1 3Н	530 7600	800 16000
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии*	4Н	15 200	32 800
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)*	5Н (5АН)	30 000	48 000

*Выключатели элегазовые.

Таблица Б.4

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в ОРУ 35–220 кВ
(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	–	210	85–160	500	–
35	–	1150	200	600	–
110	4150	3450	–	7300	9500
220	8800	9650	–	15000	27000

Таблица Б.5

Постоянная часть затрат по ПС 35–220 кВ
с открытой установкой оборудования (цены 2000 г.)

Напряжение, кВ/кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	4250
	С выключателями	5000
110/10; 110/35/10	Без выключателей	5500–7250
	Мостик	9000–10750
	Сборные шины	12250–13500
220/10; 220/35/10	Мостик	15250–17160
	Четырехугольник, сборные шины	19500–21000
220/110; 220/110/10	Мостик, четырехугольник	30000
	Сборные шины	40500

Таблица Б.6

Стоимость линейных регулировочных трансформаторов (цены 2000 г.)

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Диапазон регулирования	Стоимость, тыс.руб.
ЛТМН-16000/10	10	16	$\pm 10 \times 1,5 \%$	2875
ЛТДН-40000/10	10	40	$\pm 10 \times 1,5 \%$	3750
ЛТДН-63000/35	35	63	$\pm 10 \times 1,5 \%$	4000

Таблица Б.7

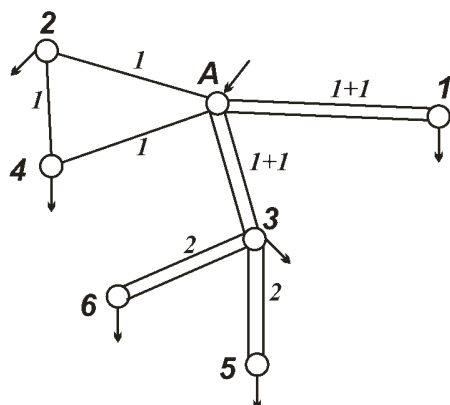
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и обслуживание

элементов электрической сети

Наименование элементов энергетических систем	Нормы отчислений на обслуживание $\delta_I, \%$	Нормы отчислений на ремонты $\delta_D, \%$	Суммарные нормы отчислений $\delta_\Sigma, \%$
Электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС):			
до 150 кВ	3,0	2,9	5,9
220 кВ и выше	2,0	2,9	4,9
Электрооборудование и распределительные устройства ГЭС:			
до 150 кВ	3,0	2,5	5,5
220 кВ и выше	2,0	2,5	4,5
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,4	0,4	0,8
ВЛ 35–220 кВ на деревянных опорах	0,5	1,6	2,1

Варианты заданий для курсового проекта

A



Б

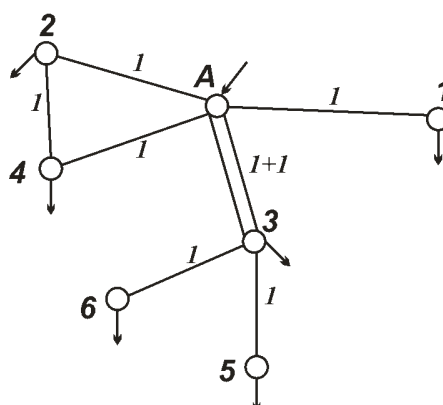
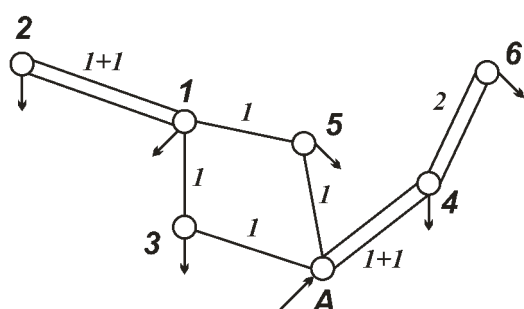


Рис. В.1. Схема сети № 1

A



Б

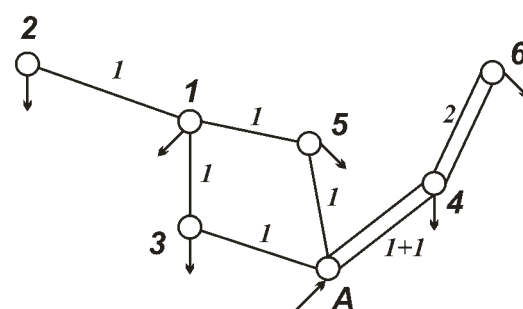
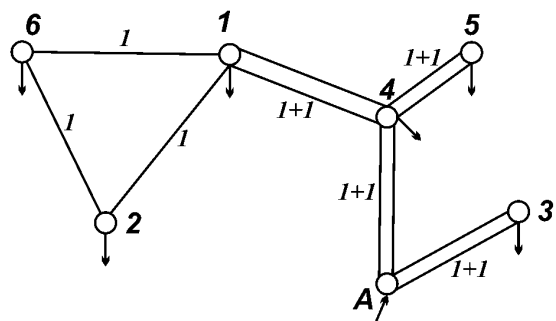


Рис. В.2. Схема сети № 2

A



Б

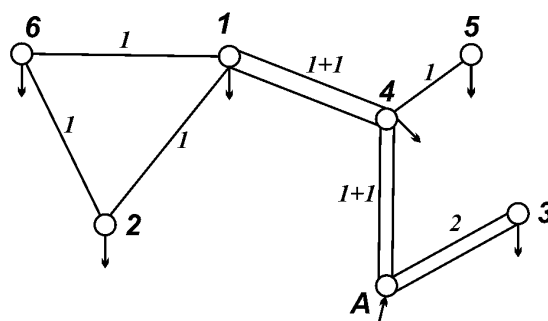


Рис. В.3. Схема сети № 3

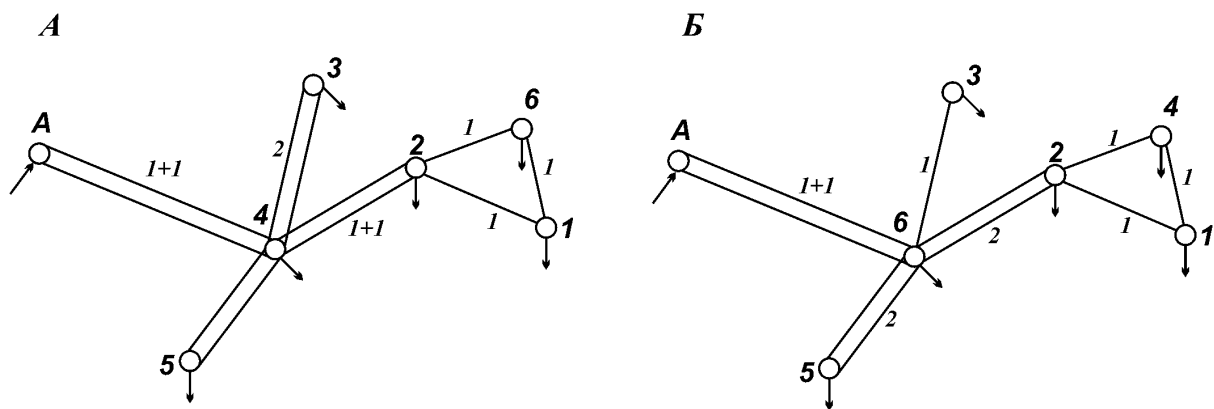


Рис. В.4. Схема сети № 4

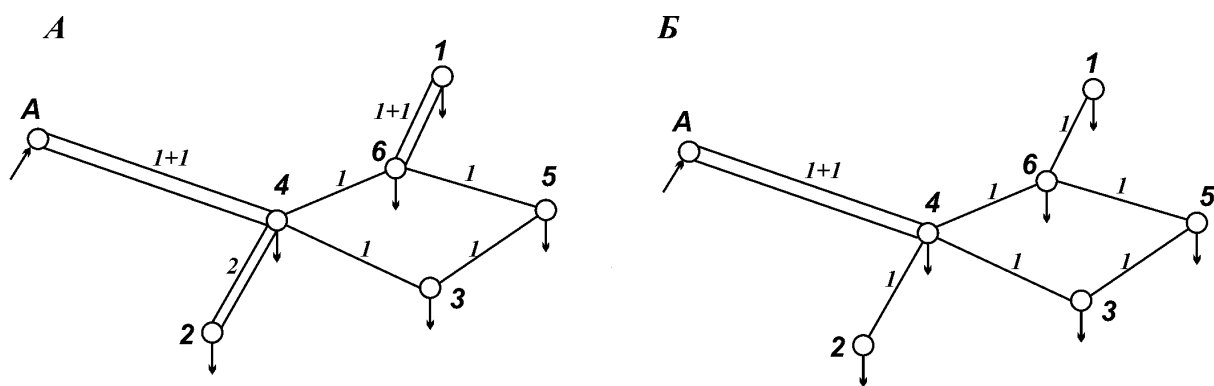


Рис. В.5. Схема сети № 5

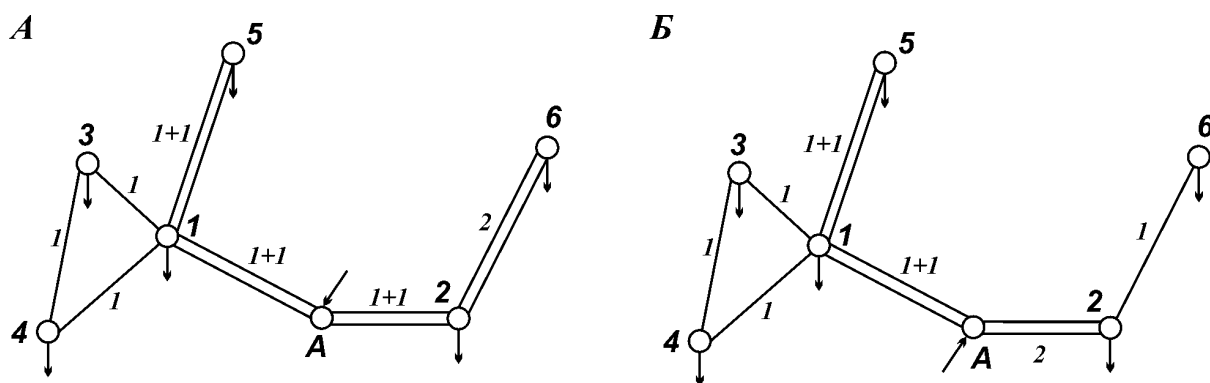


Рис. В.6. Схема сети № 6

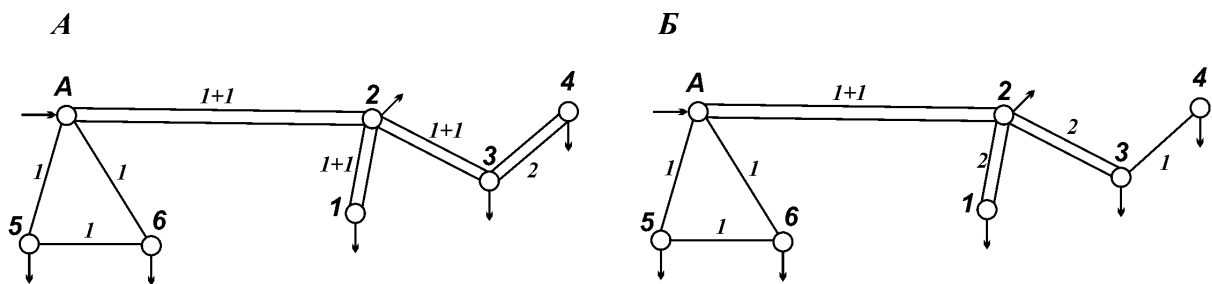


Рис. В.7. Схема сети № 7

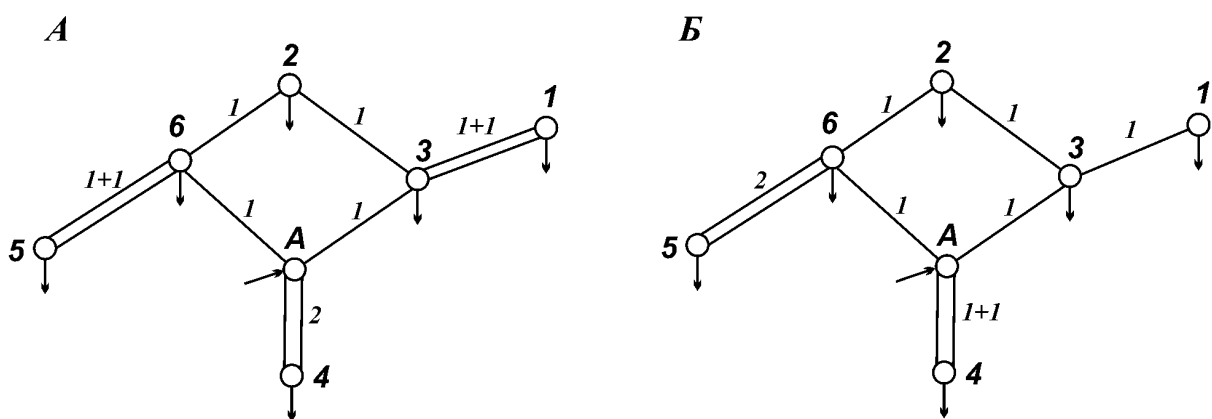


Рис. В.8. Схема сети № 8

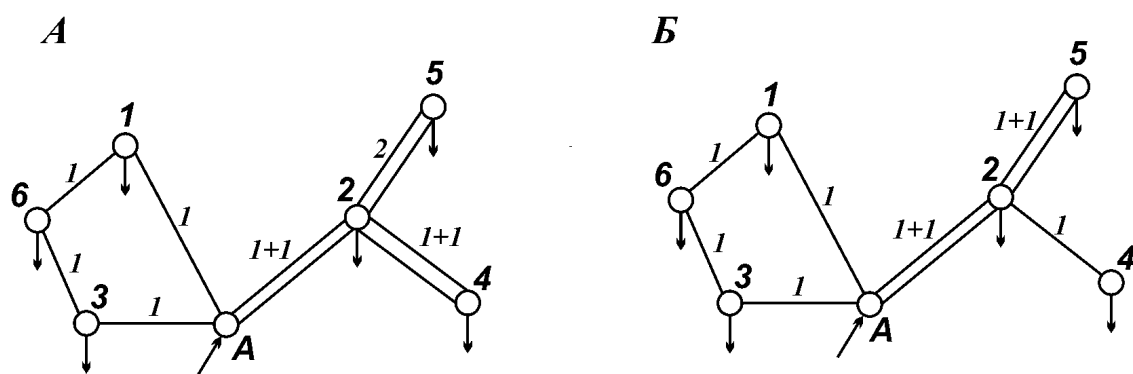


Рис. В.9. Схема сети № 9

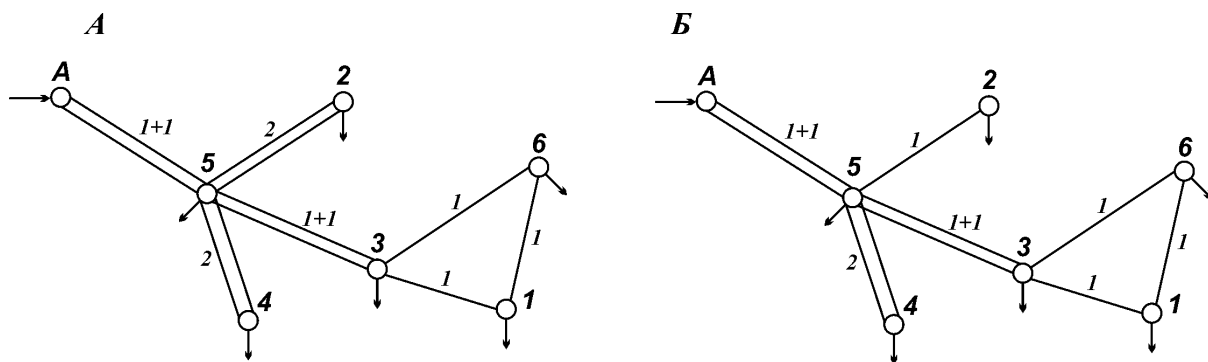


Рис. В.10. Схема сети № 10

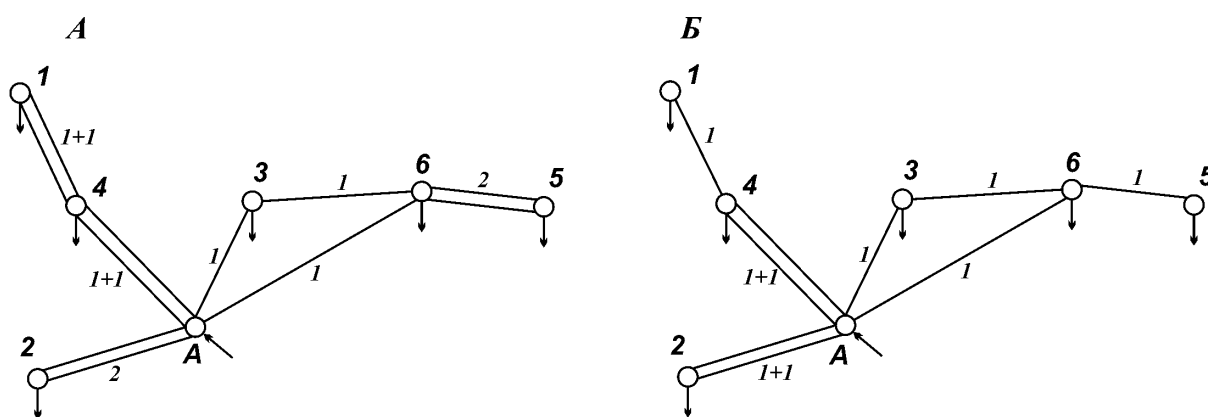


Рис. В.11. Схема сети № 11

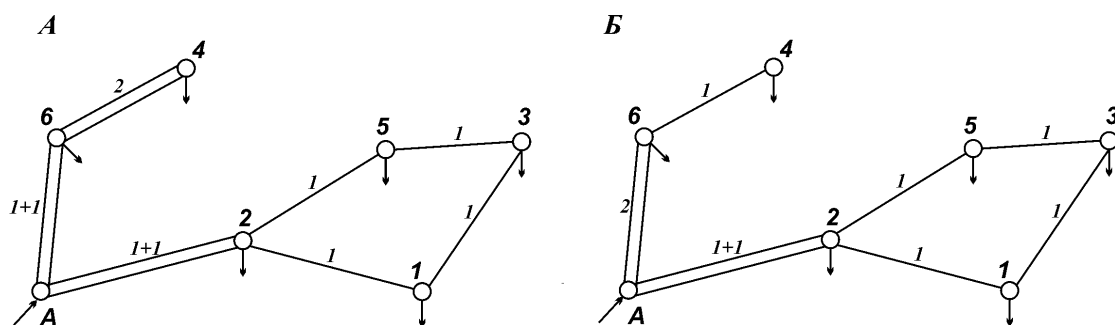


Рис. В.12. Схема сети № 12

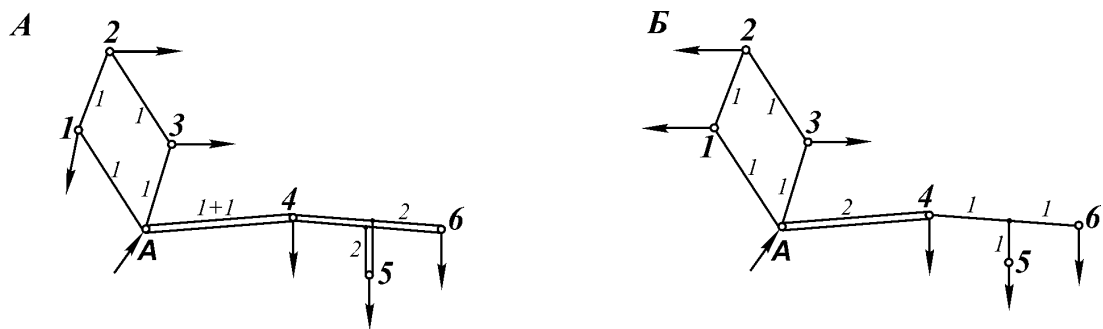


Рис. В.13. Схема сети № 13
Подстанция 5 является ответвительной

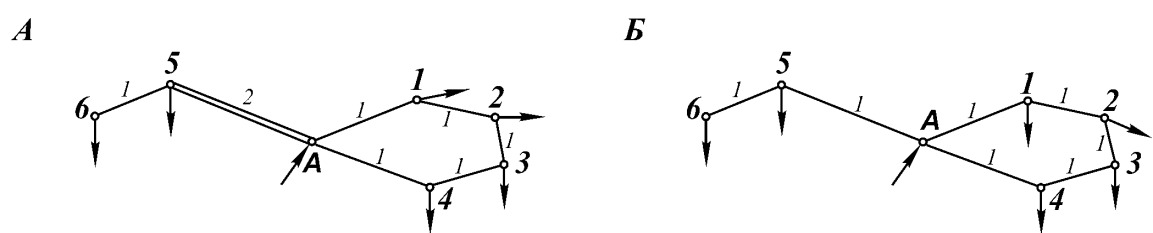


Рис. В.14. Схема сети № 14

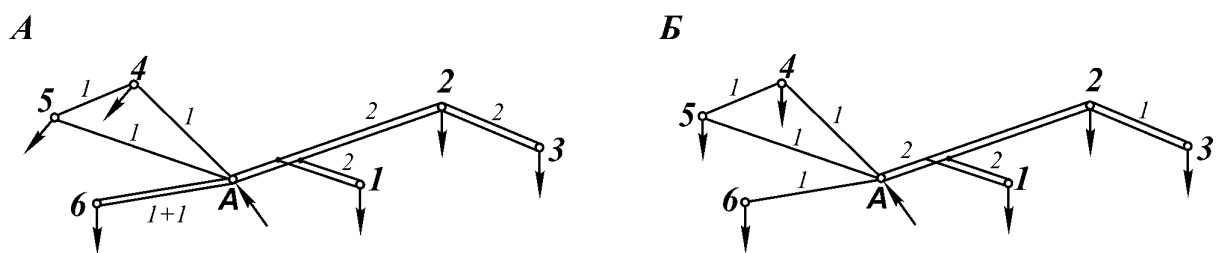


Рис. В.15. Схема сети № 15
Подстанция 1 является ответвительной

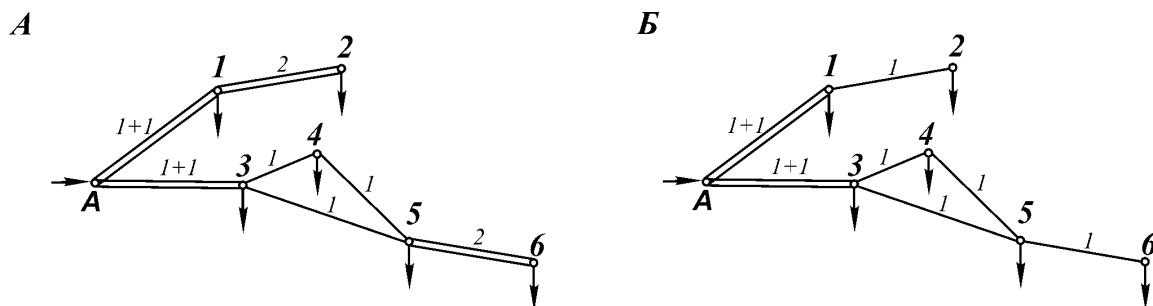


Рис. В.16. Схема сети № 16

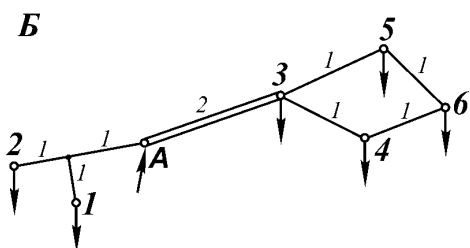
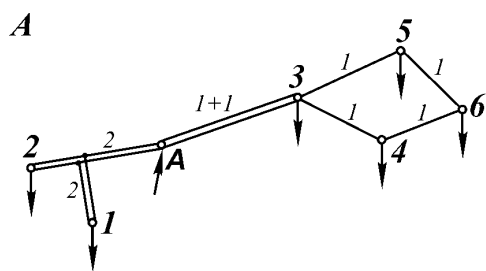


Рис. В.17. Схема сети № 17
Подстанция 1 является ответвительной

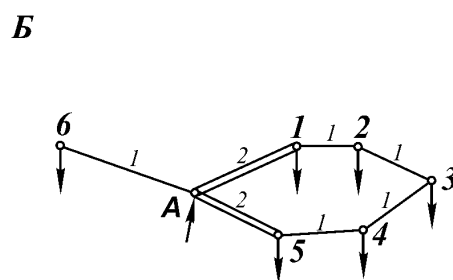
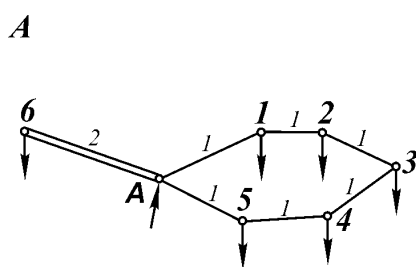


Рис. В.18. Схема сети № 18

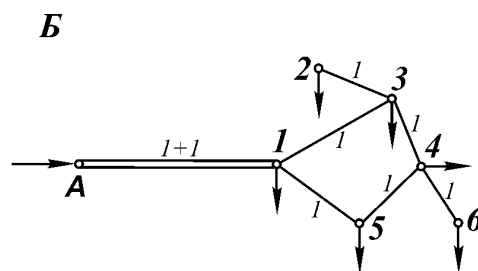
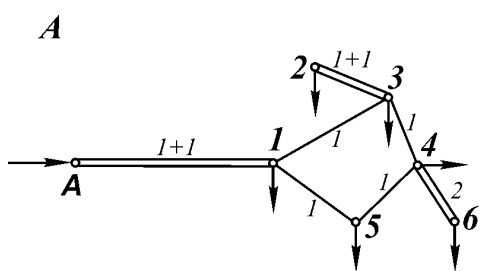


Рис. В.19. Схема сети № 19

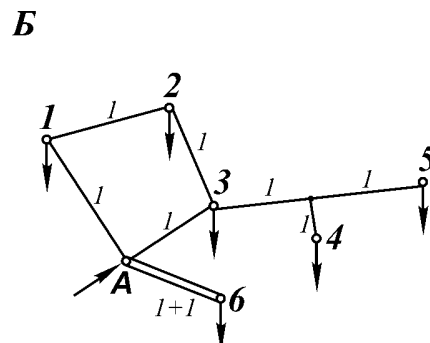
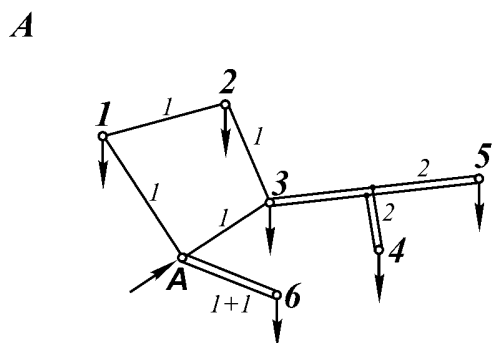


Рис. В.20. Схема сети № 20
Подстанция 4 является ответвительной

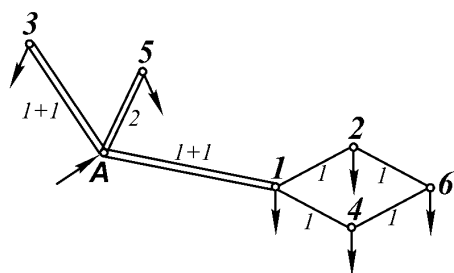
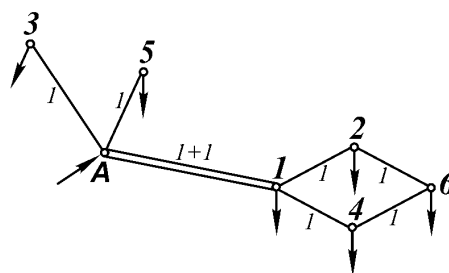
A**Б**

Рис. В.21. Схема сети № 21

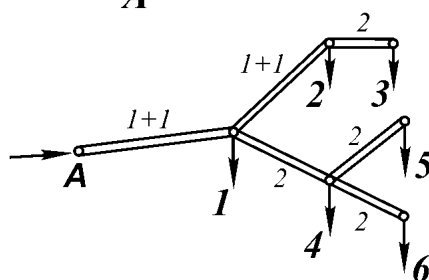
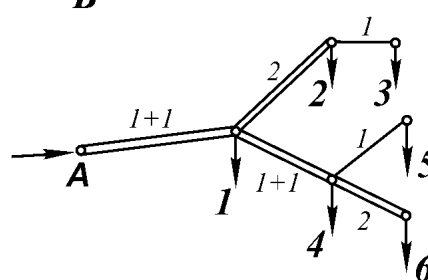
A**Б**

Рис. В.22. Схема сети № 22

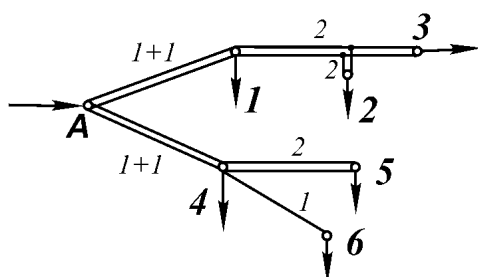
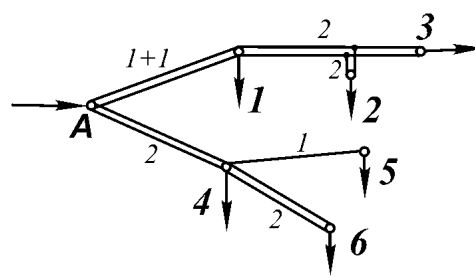
A**Б**

Рис. В.23. Схема сети № 23

Подстанция 2 является ответвительной

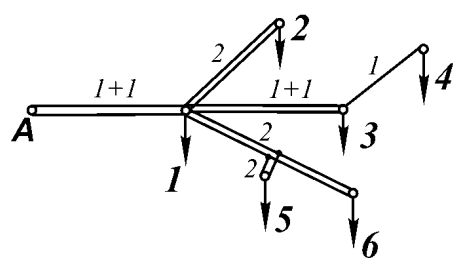
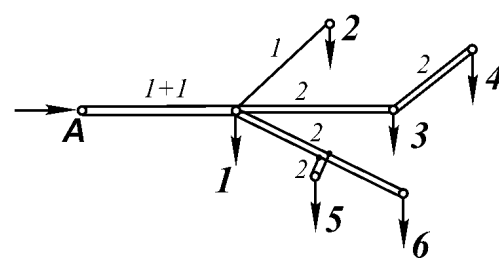
A**Б**

Рис. В.24. Схема сети № 24

Подстанция 5 является ответвительной

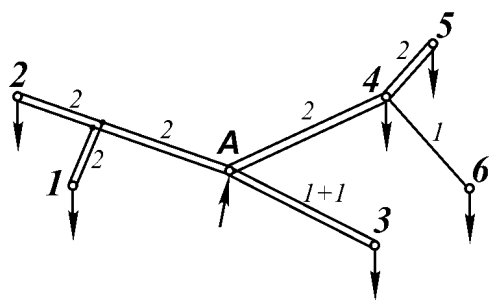
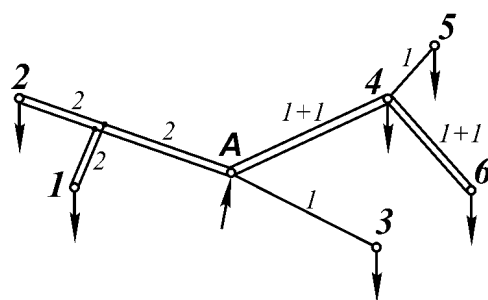
A**Б**

Рис. В.25. Схема сети № 25
Подстанция 1 является ответвительной

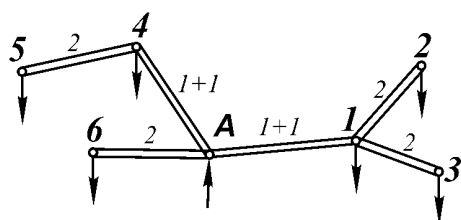
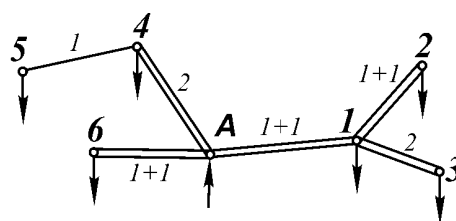
A**Б**

Рис. В.26. Схема сети № 26

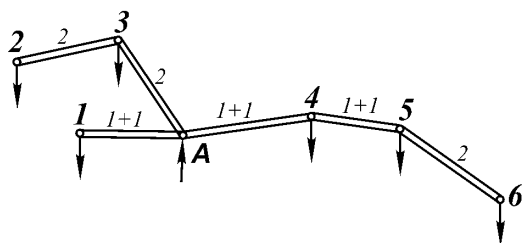
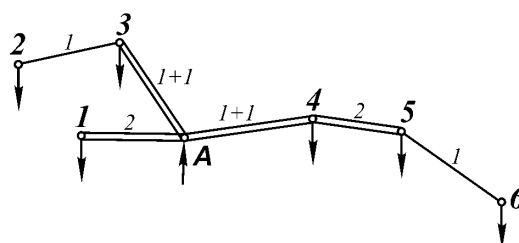
A**Б**

Рис. В.27. Схема сети № 27

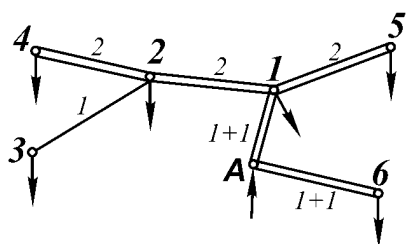
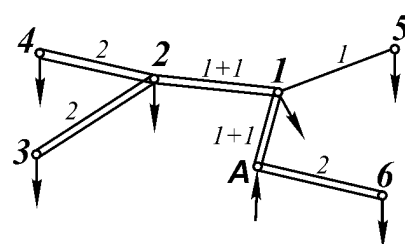
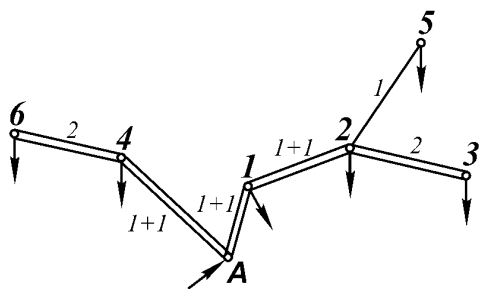
A**Б**

Рис. В.28. Схема сети № 28

A



Б

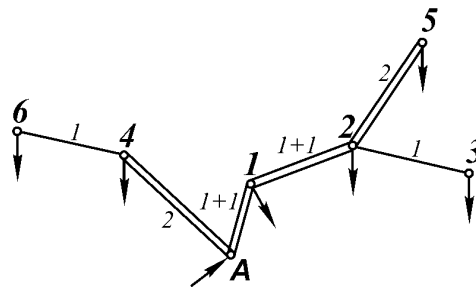
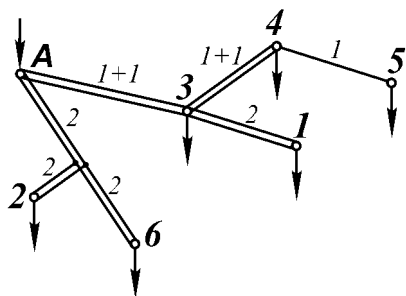


Рис. В.29. Схема сети № 29

A



Б

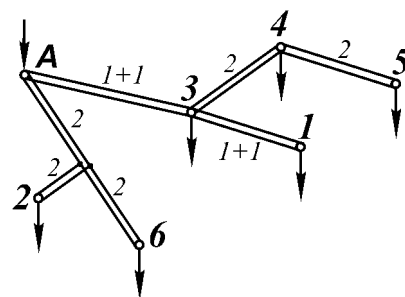


Рис. В.30. Схема сети № 30
Подстанция 2 является ответвительной

Таблица В.1

Характеристика потребителей в пунктах электроснабжения

Номер варианта	Номер подстанции	1	2	3	4	5	6
1	Активная мощность P , МВт	35	8	27	19	17	4
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,86	0,84	0,85	0,86	0,84	0,82
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	1
2	Активная мощность P , МВт	27	33	16	5	11	18
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,86	0,84	0,82	0,83	0,84
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	2	2
3	Активная мощность P , МВт	11	14	29	18	14	21
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,82	0,83	0,85	0,84	0,83	0,86
	Количество трансформаторов	2	2	2	2	2	2
4	Активная мощность P , МВт	40	3	14	25	22	8
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,85	0,83	0,82	0,83	0,84	0,81
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	1
5	Активная мощность P , МВт	20	17	19	38	21	11
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,83	0,83	0,86	0,85	0,84
	Количество трансформаторов	2	2	2	2	2	2
6	Активная мощность P , МВт	7	8	38	19	14	23
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,81	0,81	0,86	0,87	0,84	0,85
	Количество трансформаторов	1	1	2	2	2	2
7	Активная мощность P , МВт	16	20	14	9	33	11
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,85	0,84	0,81	0,86	0,82
	Количество трансформаторов	2	2	2	2	2	2
8	Активная мощность P , МВт	12	8	19	29	35	22
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,81	0,83	0,85	0,86	0,84
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	2
9	Активная мощность P , МВт	33	8	14	17	13	11
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,86	0,85	0,84	0,83	0,83	0,82
	Количество трансформаторов	2	2	2	2	2	2
10	Активная мощность P , МВт	11	20	17	36	14	9
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,85	0,86	0,84	0,83
	Количество трансформаторов	2	2	2	2	2	2

Продолжение табл. В.1

Номер вари- анта	Номер подстанции	1	2	3	4	5	6
11	Активная мощность P , МВт	8	5	17	39	21	16
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,85	0,83	0,87	0,81	0,84
	Количество трансформаторов	1	1	2	2	2	2
12	Активная мощность P , МВт	4	7	12	18	9	19
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,81	0,85	0,82	0,76	0,80
	Количество трансформаторов	1	2	2	2	1	2
13	Активная мощность P , МВт	5	21	18	42	7	14
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,82	0,84	0,80	0,85	0,85	0,83
	Количество трансформаторов	1	2	2	2	1	2
14	Активная мощность P , МВт	6	7	20	45	15	8
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,82	0,83	0,81	0,88	0,79	0,86
	Количество трансформаторов	1	1	2	2	2	2
15	Активная мощность P , МВт	22	18	36	8	14	10
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,85	0,83	0,85	0,80	0,79
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	2	2
16	Активная мощность P , МВт	5	23	12	18	9	27
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,82	0,81	0,83	0,83	0,84	0,82
	Количество трансформаторов	1	2	2	2	1	2
17	Активная мощность P , МВт	25	11	6	26	19	5
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,83	0,82	0,81	0,85
	Количество трансформаторов	2	2	1	2	2	1
18	Активная мощность P , МВт	30	17	7	21	5	8
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,88	0,84	0,81	0,81	0,84	0,83
	Количество трансформаторов	2	2	1	2	1	2
19	Активная мощность P , МВт	9	30	18	9	6	14
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,81	0,88	0,84	0,83	0,82	0,81
	Количество трансформаторов	1	2	2	1	2	2
20	Активная мощность P , МВт	12	15	4	28	9	18
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,85	0,88	0,85	0,83
	Количество трансформаторов	2	2	1	2	1	2

Окончание табл. В.1

Номер вари- анта	Номер подстанции	1	2	3	4	5	6
21	Активная мощность P , МВт	15	4	10	11	18	8
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,85	0,84	0,83	0,82	0,83	0,81
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	1
22	Активная мощность P , МВт	19	7	17	11	15	5
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,85	0,84	0,83	0,82
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	1
23	Активная мощность P , МВт	23	17	14	6	3	19
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,82	0,81	0,81	0,85
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	1	2
24	Активная мощность P , МВт	20	12	19	7	8	11
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,83	0,82	0,81	0,82	0,83
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	1	2
25	Активная мощность P , МВт	23	14	5	18	7	19
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,85	0,86	0,83	0,85	0,82
	Количество трансформаторов	2	2	1	2	1	2
26	Активная мощность P , МВт	11	8	17	13	21	20
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,85	0,84	0,83	0,83	0,86
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	2
27	Активная мощность P , МВт	20	6	14	26	34	17
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,81	0,82	0,86	0,85	0,84
	Количество трансформаторов	2	1	2	2	2	2
28	Активная мощность P , МВт	5	7	18	13	22	15
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,82	0,84	0,83	0,84	0,83
	Количество трансформаторов	1	1	2	2	2	2
29	Активная мощность P , МВт	14	21	18	6	11	16
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,83	0,84	0,84	0,81	0,82	0,83
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	2	2
30	Активная мощность P , МВт	25	11	10	3	17	12
	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,84	0,83	0,81	0,80	0,83	0,84
	Количество трансформаторов	2	2	2	1	2	2

Учебное издание

Черепанова Галина Аркадьевна

Вычегжанин Андрей Владиславович

**ВЫБОР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЕЕ РАБОТЫ**

Учебное пособие

Подписано в печать 20.05.13. Печать цифровая. Бумага для офисной техники.
Усл. печ. п. 6,21. Тираж 100 экз. Заказ № 803.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования «Вятский государственный университет».

610000, г. Киров, ул. Московская, 36, тел.: (8332) 64-23-56, <http://vyatsu.ru>