

Министерство образования и науки Российской Федерации
Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова

И.А. Дубина
О.В. Буланова
А.В. Хламова

Проектирование электрических сетей энергетических систем

*Утверждено Редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия*

Магнитогорск
2012

УДК 621.3(075)

Рецензенты:

Заведующий кафедрой прикладной информатики
и управляющих систем автоматики Новотроицкого
филиала ФГОУ ВПО «Государственный технологический университет
„Московский институт стали и сплавов”»
кандидат технических наук, доцент

С.Н. Басков

Начальник лаборатории анализа и управления энергоресурсами
Центра энергосберегающих технологий ОАО «ММК»,
кандидат технических наук, доцент

Л.А. Коцев

Дубина, И.А.

Проектирование электрических сетей энергетических систем:
учеб. пособие / И.А. Дубина, О.В. Буланова, А.В. Хламова. Магнито-
горск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2012. 162 с.
ISBN 978-5-9967-0320-3

Пособие знакомит с основными принципами проектирования район-
ных и местных электрических систем в электроэнергетических системах.

Пособие предназначено для студентов специальности 140211 «Элек-
троснабжение» и направления 140200 «Электроэнергетика», изучающих
дисциплину «Электропитающие системы и электрические сети», а также
при выполнении курсового проекта по данной дисциплине.

УДК 621.3(075)

ISBN 978-5-9967-0320-3

© Магнитогорский государственный технический
университет им. Г.И. Носова, 2012

© Дубина И.А., Буланова О.В.,
Хламова А.В., 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	7
1.1. Исходные данные.....	7
1.2. Содержание проекта	7
1.3. Структура и объем проекта	8
1.4. Оформление проекта	10
2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	11
2.1. Выбор конфигурации (схемы) электрической сети	11
2.2. Выбор номинального напряжения сети.....	12
2.3. Выбор трансформаторов понизительных подстанций	14
2.4. Определение потерь мощности в понизительных трансформаторах подстанций.....	16
2.5. Расчет потокораспределения сложнзамкнутых сетей методом преобразования сети.....	20
2.6. Проектирование воздушных линий электропередачи	25
2.7. Выбор главных схем электрических соединений понизительных подстанций и электростанций.....	28
2.8. Определение технико-экономических характеристик вариантов электрической сети	30
2.9. Выбор рационального варианта электрической сети	38
2.10. Уточненный расчет принятого варианта электрической сети.....	39
2.10.1. Режим наибольших нагрузок	39
2.10.2. Режим минимальных нагрузок	42
2.11. Проверка проводов воздушных линий электропередачи на механическую прочность	43
2.12. Выбор сечения проводов распределительной магистральной сети напряжением 6–10 кВ.....	47
2.13. Выбор самонесущих изолированных проводов напряжением 6–10 кВ.....	50
3. СОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ЗАДАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА	53
3.1. Исходные данные.....	53
3.2. Выбор ориентировочных значений номинального напряжения электрической сети	54
3.3. Выбор вариантов конфигурации сети.....	55
3.4. Выбор трансформаторов для подстанций	57

3.5. Определение технико-экономических показателей	
электрической сети	67
3.5.1. Радиально-магистральная сеть напряжением 110 кВ	67
3.5.2. Радиально-магистральная сеть напряжением 220 кВ	77
3.5.3. Магистральная сеть с ответвлениями напряжением 220 кВ ...	82
3.5.4. Кольцевая сеть с ответвлениями напряжением 220 кВ	88
3.5.5. Магистральная сеть двух напряжений (110 и 220 кВ) с ответвлениями	96
3.5.6. Техничко-экономические показатели вариантов сети.....	103
3.6. Уточненный расчет магистральной сети напряжением 220 кВ ...	104
3.6.1. Выбор и распределение в сети источников реактивной мощности	104
3.6.2. Расчет установившегося режима максимальных нагрузок ...	109
3.6.3. Расчет режима минимальных нагрузок	114
3.6.4. Проверка проводов ЛЭП на механическую прочность	116
3.6.5. Выбор коммутационных аппаратов электрической сети	118
3.6.6. Техничко-экономические показатели принятого варианта сети	120
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСКАЕМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА.....	123
4.1. Определение сечений проводов воздушных линий электропередачи	123
4.1.1. Исходные данные	123
4.1.2. Выбор трансформатора в пунктах нагрузок и определение приведенных нагрузок к стороне высшего напряжения подстанций.....	124
4.1.3. Определение сечений проводов на участках сети	125
4.1.4. Оценка технико-экономических характеристик вариантов ..	128
4.2. Определение сечений жил кабелей распределительной сети	132
4.2.1. Исходные данные	132
4.2.2. Выбор трансформатора в пунктах нагрузок и определение приведенных нагрузок к стороне высшего напряжения подстанций.....	133
4.2.3. Определение сечений кабелей на участках сети.....	134
4.2.4. Оценка технико-экономических характеристик вариантов ..	136
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	140
ПРИЛОЖЕНИЯ	141

ВВЕДЕНИЕ

Главными задачами проектирования и эксплуатации современных электропитающих систем и электрических сетей являются: правильное определение электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электроэнергии, обеспечение необходимой надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии на зажимах электроприемников, экономия электроэнергии и других материальных ресурсов. Выполнение этих задач осуществляется входящими в состав электропитающих систем источниками активной и реактивной мощности, воздушными и кабельными линиями электропередачи, различными токопроводами, трансформаторными и преобразовательными подстанциями, распределительными устройствами, техническими средствами регулирования напряжения и другими устройствами для поддержания требуемого качества электроэнергии. Построение схем электрической сети предприятия в основном определяется мощностью и взаимным расположением потребителей, их требованиями к бесперебойности электроснабжения, числом, мощностью, напряжением и расположением источников питания, принятым номинальным напряжением, значением токов короткого замыкания, особенностями генплана местности, а также конструктивным выполнением и технико-экономическими характеристиками электротехнического оборудования, принятого в электрической сети. Предприятия могут получать электроэнергию от высоковольтной сети энергосистемы через одну или несколько понизительных подстанций, от своей или районной электростанции на генераторном напряжении, от электростанции и высоковольтной сети энергосистемы одновременно. В электропитающей системе промышленного предприятия обычно можно выделить систему внешнего электроснабжения, систему внутреннего электроснабжения (внецеховые сети) и внутрицеховые электрические сети.

Система внешнего электроснабжения – это сети высокого напряжения (6–330 кВ) от районных подстанций энергосистемы до главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия или до узловой распределительной подстанции (УРП), от которых питается предприятие.

Система внутреннего электроснабжения – это сети высокого напряжения (6–110 кВ) от ГПП или УРП до цеховых трансформаторных подстанций. На крупных предприятиях применяют глубокий ввод высокого напряжения 35–110–220 кВ к центрам электрических нагрузок.

Внутрицеховые электрические сети прокладываются от цеховых трансформаторных и преобразовательных подстанций до силовых и осветительных приёмников при напряжениях до 1 кВ (в больших цехах также 6–10 кВ).

Сооружению новой электрической сети, расширению и реконструкции существующей предшествуют проектные разработки. Основанием для разработки проекта является задание на проектирование, в котором заказчик указывает основные исходные данные. Проект должен содержать комплексное решение всех вопросов строительства и монтажа электрической сети. Проектирование электрических сетей обычно выполняется в одну или две стадии, в зависимости от стоимости проектируемого объекта. Сначала составляют технический проект (или технико-экономическое обоснование) и на его основе после утверждения соответствующими инстанциями выполняются рабочие чертежи. При одностадийном проектировании выполняется технико-рабочий проект. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) должно иметь в своем составе:

- 1) пояснительную записку;
- 2) сметы стоимости оборудования, материалов, строительно-монтажных и проектно-изыскательских работ;
- 3) отчет по изысканиям и согласованиям;
- 4) графический материал по трассам и площадкам для сооружения подстанций.

В рабочих чертежах должны быть учтены рекомендации и замечания строительных и монтажных организаций, а также инстанций, утвердивших ТЭО. Рабочие чертежи детализируют технические решения до степени, достаточной для сооружения объектов электрической сети на местности.

В курсовом проекте по дисциплине «Электропитающие системы и электрические сети» учебного плана специальности 140211 «Электроснабжение» и направления 140200 «Электроэнергетика» рассматриваются вопросы проектирования вновь сооружаемой электрической сети промышленного района и местной распределительной магистрали сети.

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1.1. Исходные данные

Для проектирования электрической сети преподавателем выдается студенту следующая информация:

1. Взаимное расположение предполагаемых мест сооружения понижительных подстанций и возможных источников питания на плане района, а также схема магистральной распределительной сети, подключенной к сборным шинам напряжением 6–10 кВ одной из понижительных подстанций с указанием напряженности её участков.

2. Характеристики электрических нагрузок, питающихся от понижительных подстанций, в частности:

- величина активной мощности и коэффициента мощности для режима наибольших нагрузок;
- время использования наибольших нагрузок;
- категории потребителей по требуемой надежности электроснабжения;
- наличие транзита мощности на стороне высшего напряжения понижительных подстанций;
- номинальные напряжения на стороне вторичного напряжения понижительных подстанций.

3. Дополнительные сведения и особые требования:

- район климатических условий по ветру и по гололеду;
- тип электростанций, от которых питается проектируемая электрическая сеть, тип и минимальное число генераторов на электростанциях;
- наличие связи проектируемой электрической сети с энергосистемой;
- стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии;
- величина удельного народнохозяйственного ущерба при возможных перерывах электроснабжения потребителей;
- величина активной мощности и коэффициенты мощности в режиме наименьших нагрузок.

1.2. Содержание проекта

В процессе проектирования студенты устанавливают наиболее целесообразную конфигурацию сети, характеризующую взаимную связь источников питания, линий электропередачи и подстанций потребителей; выбирают номинальные напряжения всех участков сети, трансформаторы и схемы электрических соединений понижительных подстанций, сечения проводов воздушных линий электропередачи, образующих сеть намеченной конфигурации. На электростанции определяются число и мощность генераторов, повысительных трансформаторов и разрабатывается главная

схема электрических соединений. На основании проверки баланса реактивных мощностей в проектируемой электрической системе устанавливается необходимая мощность дополнительных источников реактивной мощности, выбирается их целесообразное размещение в электрической сети, и решаются вопросы обоснования требуемых методов и технических средств регулирования напряжения.

Очевидно, что задача обеспечения электроэнергией заданных потребителей не имеет однозначного решения. Определенность в ее решении вводится требованием достижения при проектировании наибольшей экономичности сооружения и эксплуатации сети. Для количественной оценки критерием экономичности в настоящее время служат значения приведенных народнохозяйственных затрат. Для выявления минимума этих затрат в практике проектирования электрических сетей применяется метод вариантного сопоставления. При его использовании студент должен наметить не один, а несколько вариантов возможного проектного решения при выборе конфигурации и номинального напряжения электрической сети. Каждый из них должен быть проработан с глубиной, необходимой для получения его основных технико-экономических характеристик. Эти характеристики сопоставляются, из намеченных вариантов выбирается наиболее целесообразный, который и принимается студентом для дальнейшей детальной проработки с целью получения уточненных технико-экономических показателей принятого варианта сети.

При этом необходимо намечать сопоставляемые варианты таким образом, чтобы электрическая сеть по каждому из них обеспечивала надежную работу потребителей и необходимое качество электроэнергии.

1.3. Структура и объем проекта

Проект должен состоять из графической части и расчетно-пояснительной записки. Графическая часть проекта содержит:

- принципиальную однолинейную схему принятого варианта электрической сети с указанием типов выбранного электрооборудования (генераторов, трансформаторов, выключателей, разъединителей), а также марок, сечения проводов и протяженности линий электропередачи;
- схему замещения сети;
- основные технико-экономические характеристики рассмотренных вариантов электрической сети, оформленных в виде таблицы.

Примерная структура расчетно-пояснительной записки:

- титульный лист;
- задание на проектирование;
- исходные данные;
- содержание;
- введение;
- выбор ориентировочных значений номинальных напряжений сети;

- выбор вариантов конфигурации сети;
- выбор трансформаторов понизительных подстанций;
- определение технико-экономических характеристик вариантов сети, намеченных к рассмотрению;
- выбор рационального варианта электрической сети;
- уточненный расчет принятого варианта сети;
- выбор сечения проводов и кабелей на участках распределительной магистральной сети напряжением 6–10 кВ;
- заключение;
- список используемой литературы;
- приложение.

В разделе «Определение технико-экономических характеристик вариантов сети, намеченных к рассмотрению» должны быть выделены подразделы, в каждом из которых выполняются технико-экономические расчеты по конкретному варианту сети. Эти расчеты в общем случае должны охватывать:

- выбор марки и сечения проводов, типа опор и расположения проводов на опоре воздушных линий электропередачи;
- расчет параметров установившегося режима наибольших нагрузок электрической сети с учетом потерь мощности в элементах сети и определением наибольшей потери напряжения;
- выбор числа, типа и мощности генераторов и повысительных трансформаторов электростанций;
- выбор схемы электрических соединений подстанций и электростанций;
- проверка баланса реактивных мощностей в электропитающей системе;
- оценка капитальных вложений в электрическую сеть, ежегодных издержек на ее эксплуатацию и приведенных народнохозяйственных затрат.

Полученные технико-экономические характеристики всех рассмотренных вариантов сети сводятся в таблицу, в которой указываются:

- названия вариантов конфигурации сети;
- номинальное напряжение;
- суммарные капитальные вложения;
- ежегодные издержки на эксплуатацию сети;
- приведенные народнохозяйственные затраты;
- суммарные потери активной мощности в сети;
- дефицит реактивной мощности;
- наибольшая потеря напряжения;
- расход металла на провода сети.

На основании анализа этих характеристик принимается решение о наиболее целесообразном варианте электрической сети, для которого выполняется уточненный расчет.

В разделе «Уточненный расчет принятого варианта электрической сети» рассматриваются следующие вопросы:

- экономически целесообразное распределение мощности устройств компенсации реактивной мощности по понизительным подстанциям электрической сети с выбором их типа;

- проверка возможности корректирования принятых мощностей трансформаторов на понизительных подстанциях и сечений проводов линий;

- проверка проводов одной из линий на механическую прочность;

- расчет в общем случае параметров установившихся режимов наибольших и наименьших нагрузок, послеаварийных режимов;

- оценка баланса реактивных мощностей в электропитающей системе;

- выбор ответвлений устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) понизительных трансформаторных подстанций с определением фактического напряжения на шинах вторичного напряжения понизительных подстанций;

- уточненный расчет капитальных вложений, ежегодных издержек на эксплуатацию сети, приведенных народнохозяйственных затрат с определением расчетной стоимости и себестоимости передачи электроэнергии.

При работе над проектом следует иметь в виду, что некоторые расчеты, многократно выполняемые в проекте, достаточно быстро алгоритмируются. Поэтому целесообразно их произвести на персональных ЭВМ, предварительно составив вычислительные программы.

1.4. Оформление проекта

Графическая часть и расчетно-пояснительная записка курсового проекта выполняются и оформляются в соответствии с требованиями Единой системы конструкторской документации согласно ГОСТ 2.105-95 ЕСКД «Общие требования к текстовым документам». Основные ее положения и нормы государственных стандартов приведены в стандарте организации СМК-О-СМГТУ-42-09 «Курсовой проект (работа): структура, содержание, общие правила выполнения и оформления» [1].

Графическая часть проекта оформляется на одном листе формата А1 (594x841 мм), который имеет рамку и штамп, выполненные карандашом, тушью черного цвета или в графическом редакторе.

Расчетно-пояснительная записка должна быть краткой, содержать ссылки на литературу, рисунки, таблицы. Рисунки и таблицы нумеруются и должны иметь название. Для страниц принята сквозная нумерация. Объем расчетно-пояснительной записки не должен превышать 50 страниц рукописного текста формата А4 (297x210 мм). Результаты расчетов, выполняемых неоднократно по одним и тем же формулам, рекомендуется сводить в таблицы.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1. Выбор конфигурации (схемы) электрической сети

Выбор схемы электрической сети производится одновременно с выбором номинального напряжения и заключается в определении размещения подстанций, связей между ними, предварительной разработке принципиальных схем подстанций, определении типа, числа и мощности трансформаторов на подстанциях и сечения проводов линий электропередачи. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов. Составление наиболее целесообразных вариантов схемы является практически достаточно сложной задачей, так как при большом числе источников питания и узлов нагрузок количество возможных вариантов получается очень большим. Поэтому в последнее время для выбора наиболее экономичных вариантов все большее применение находят математические модели и ЭВМ. Однако имеющиеся оптимизационные модели имеют пока ряд существенных недостатков, поэтому опыт и искусство проектировщика остаются решающим фактором при выполнении этой части задачи.

Намеченные в курсовом проекте варианты схем сети для их дальнейшего сопоставления обосновываются с учетом следующих основных требований:

1) схема сети должна обеспечивать необходимую надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии у потребителей в соответствии с Правилами устройства электроустановок [2], ГОСТ 13109-87 и другими нормативными документами [3];

2) схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к различным режимам распределения мощности, возникающим в результате изменения нагрузок потребителей или отклонения балансов мощности в питающей энергосистеме от планируемых, а также при плановых или аварийных отключениях элементов сети;

3) нагрузки сети должны получать питание по кратчайшему расстоянию от источников электроснабжения, следует избегать обратных потоков мощности;

4) схема сети должна строиться с максимальным охватом территории для комплексного электроснабжения всех расположенных на этой территории потребителей независимо от их ведомственной принадлежности;

5) следует избегать сооружения протяженных незагруженных участков, используемых только в послеаварийных режимах;

6) схема сети должна обеспечивать оптимальный уровень токов короткого замыкания;

7) одним из важнейших требований к схеме и конфигурации сети является возможность ее построения из унифицированных элементов линий, подстанций.

При составлении возможных вариантов схем электрической сети рекомендуется использовать их типичные конфигурации: разомкнутые нерезервированные радиальные и магистральные сети, разомкнутые резервированные и замкнутые сети [3–5].

Радиальная нерезервированная сеть является наиболее простой, но в то же время характеризуется недостаточной надежностью электроснабжения. Она используется в начальный период электрификации района и в последующем трансформируется в резервированную разомкнутую или замкнутую сеть. Радиальная резервированная сеть выполняется проложенными к каждой подстанции двумя одноцепными линиями или одной двухцепной. Она характеризуется более высокой надежностью электроснабжения, не вызывает увеличения токов короткого замыкания в смежных участках сети, обеспечивает возможность присоединения подстанций по простейшим схемам (блок линия-трансформатор), может иметь равномерную загрузку обеих цепей или линий.

Магистральные резервированные и нерезервированные сети обладают такими же достоинствами и недостатками, как и радиальные.

Простейшие замкнутые сети (линия с двухсторонним питанием, кольцевые сети) характеризуются высокой степенью надежности электроснабжения, максимальным охватом территории, уменьшением суммарной длины электропередач, наименьшими потерями мощности и электроэнергии. Недостатком этих схем являются: увеличение токов короткого замыкания, усложнение эксплуатации сети, трудности обеспечения автоматизации и селективной работы защиты.

2.2. Выбор номинального напряжения сети

Номинальные напряжения в России установлены действующим стандартом (ГОСТ 721-77) и приведены в различной справочной и учебной литературе [3–5]. Величина номинального напряжения существенно влияет как на экономические показатели, так и на технические характеристики сети. Наличие связи между номинальным напряжением и характеристиками режима линий определило попытки установить наиболее приемлемые значения номинальных напряжений для тех или иных сочетаний длин линий и передаваемых по ним мощностей. Было предложено несколько обобщенных формул применительно к тем или иным значениям

технических показателей, принимавшихся в качестве наиболее целесообразных. Удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне от 35 до 1150 кВ при предварительном определении наивыгоднейшего напряжения могут быть получены по эмпирической формуле, предложенной Г.А. Илларионовым, кВ:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

где L – длина линии, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

Кроме того, необходимо при выборе ориентировочной величины номинального напряжения электрической сети использовать таблицы и графики, которые дают представление об экономически целесообразных значениях напряжений в зависимости от предельной мощности и предельной длины линии [3–5]. После определения ориентировочного значения номинального напряжения $U_{\text{НОМ}}$ нужно для каждой сети конкретной конфигурации наметить ограниченное число вариантов различных номинальных напряжений для их последующего сопоставления. В результате сопоставления технико-экономических характеристик вариантов сети при различных номинальных напряжениях можно обоснованно выбрать рациональное номинальное напряжение всей сети или отдельных ее участков. Для замкнутой сети все линии, как правило, рекомендуются выполнять на одно номинальное напряжение.

С целью уменьшения объема расчетов в курсовом проекте допускается определить ориентировочное значение рационального напряжения по средневзвешенным значениям мощности $P_{\text{СВ}}$ и длины $L_{\text{СВ}}$.

$$P_{\text{СВ}} = \frac{\sum P_i \cdot L_i}{\sum L_i}; \quad (2.2)$$

$$L_{\text{СВ}} = \frac{\sum P_i \cdot L_i}{\sum P_i}, \quad (2.3)$$

где P_i – нагрузки или потоки мощности в линии, имеющей длину L_i .

При выборе рационального напряжения необходимо также иметь ввиду, что в ОЭС России сложились исторически две системы номинальных напряжений электрических сетей 110–220–500–1150 кВ – в большинстве ОЭС и 110(150)–330–750 кВ – в ОЭС Северо-Запада, в ОЭС Центра, Северного Кавказа при основной системе 110–220–500 кВ ограниченное распространение имеют также сети 330 кВ.

Если разница приведенных народнохозяйственных затрат сопоставляемых вариантов менее 5%, то предпочтение должно отдаваться варианту использования более высокого напряжения.

2.3. Выбор трансформаторов понижительных подстанций

Выбор трансформаторов на подстанции заключается в определении их типа, числа и мощности.

Число трансформаторов понижительной подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей и является технико-экономической задачей. В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [6]. Применение одното трансформаторных подстанций допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;

- при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой и схеме сети низшего напряжения (НН), обеспечивающей резервирование каждого из одното трансформаторных подстанций;

- для питания неотвественных потребителей, допускающих пере-рыв электроснабжения на время, достаточное для замены и ремонта поврежденного трансформатора.

Произведенные расчеты показали, что сооружение одното трансформаторных подстанций экономически эффективно при наличии передвижного трансформаторного резерва для трансформаторов мощностью до 16–25 МВА при 110 кВ и до 6,3 МВА при 35 кВ. При мощности 2,5–6,3 МВА на 110 кВ и 2,5–4,0 МВА на 35 кВ допустимо применение одното трансформаторных подстанций без передвижного трансформаторного резерва [7]. Мощность одното трансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100%).

Коэффициент загрузки трансформатора определяется по формуле

$$k_3 = \frac{S_{\text{нг}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.4)$$

где $S_{\text{нг}}$ – фактическая мощность, передаваемая трансформатором;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

На двухтрансформаторной упрощенной подстанции выбор трансформаторов, исходя из коэффициента загрузки $k_3 = 0,7$, возможен благодаря не только использованию аварийной перегрузочной способности

трансформаторов, но и допустимости отключения в аварийном режиме части неответственных потребителей. В аварийных случаях, если коэффициент начальной загрузки не больше 0,93, масляные трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки [3]. При сооружении двухтрансформаторной понизительной подстанции приблизительно номинальную мощность трансформаторов можно определить следующим образом. Зная суммарную мощность подстанции $S_{ПС}$, можно определить мощность, которая будет протекать по каждому из двух трансформаторов:

$$S_{нг} = \frac{S_{ПС}}{2}. \quad (2.5)$$

Желаемый коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции составляет 0,7, поэтому желаемая номинальная мощность трансформатора может быть получена по формуле

$$S_{т. ном. жел.} = \frac{S_{нг}}{0,7}. \quad (2.6)$$

По полученному значению принимается ближайшее меньшее значение согласно шкале номинальных мощностей $S_{т. ном.}$. Принятая мощность проверяется по коэффициентам загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки должен быть близок к 0,7:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{т. ном.}} \approx 0,7. \quad (2.7)$$

В послеаварийном режиме работы коэффициент загрузки должен удовлетворять соотношению

$$k_3 = \frac{S_{ПС}}{S_{НОМ}} \leq 1,4. \quad (2.8)$$

Если коэффициент загрузки не удовлетворяет данному неравенству, на время ремонта можно отключить потребителей 3-й категории надежности электроснабжения:

$$k_3 = \frac{S_{ПС} \cdot \left(1 - \frac{N}{100}\right)}{S_{НОМ}} \leq 1,4, \quad (2.9)$$

где N – процентное соотношение потребителей 3-й категории в общем числе потребителей.

Если при отключении потребителей 3-й категории коэффициент загрузки также превышает 1,4, то к установке принимают трансформатор большей мощности по шкале номинальных мощностей.

При существующей шкале номинальных мощностей трансформаторов можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако, несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные расходы в целом на подстанцию получаются, как правило, большими, вследствие роста удельных затрат на 1 кВА с уменьшением единичной мощности трансформатора. Поэтому установка на подстанциях более двух трансформаторов применяется в следующих случаях:

- на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить ударные нагрузки (например, электропечи, мощные прокатные станы);

- если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанциях двух средних напряжений;

- при недостаточной предельной мощности двух трансформаторов (по существующей шкале) для покрытия нагрузок узла.

На понизительных подстанциях, как правило, устанавливают двухобмоточные трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) для обеспечения встречного регулирования напряжения в питающихся от них распределительных электрических сетях. Трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы) применяют в сетях нескольких номинальных напряжений. Использование автотрансформатора целесообразно, если номинальное напряжение сети высшего напряжения составляет 220 кВ и выше.

На электростанциях, имеющих блочную схему соединений генератор – повысительный трансформатор, номинальная мощность повысительного трансформатора определяется номинальной мощностью генератора, при этом

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{Г.НОМ}}.$$

Коэффициент загрузки в этом случае должен быть меньше или равен единице:

$$k_3 = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{S_{\text{НОМ}}} \leq 1.$$

2.4. Определение потерь мощности в понизительных трансформаторах подстанций

На понизительных подстанциях, как правило, с целью снижения токов короткого замыкания принимается раздельная работа трансформаторов, а двухобмоточные трансформаторы номинальной мощностью

25 МВ·А и выше принимаются с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Если двухобмоточные трансформаторы работают раздельно, но между их обмотками нагрузка распределена равномерно, то потери активной и реактивной мощностей определяются по формуле

$$\Delta P_T = n \cdot \left[\Delta P_{XX} + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{н2}}{S_{ном}} \right)^2 \right] = n \cdot \Delta P_{XX} + n \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{нс}}{n \cdot S_{ном}} \right)^2.$$

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{нс}}{S_{ном}} \right)^2; \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left[\Delta Q_{XX} + \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{н2}^2}{S_{ном}} \right] = n \cdot \Delta Q_{XX} + n \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{1}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{S_{нс}}{n} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{нс}^2}{S_{ном}}, \quad (2.11)$$

где n – число раздельно работающих трансформаторов подстанций одинаковой мощности с одинаковой нагрузкой или число параллельно работающих трансформаторов;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе при холостом ходе, кВт;

ΔP_K – потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании, кВт;

$S_{нг}$ – мощность нагрузки одного трансформатора, кВА;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta Q_{XX} = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном}$ – потери реактивной мощности при холостом ходе трансформатора, кВАр;

U_K – напряжение короткого замыкания, %;

I_x – ток холостого хода, %.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах для определения потерь активной и реактивной мощностей используют следующие выражения:

$$\Delta P_T = n \cdot \left[\Delta P_{XX} + \Delta P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{нг1}}{S_{ном1}} \right)^2 + \Delta P_{K2} \cdot \left(\frac{S_{нг2}}{S_{ном2}} \right)^2 + \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{нг3}}{S_{ном3}} \right)^2 \right]; \quad (2.12)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left[\Delta Q_{XX} + \frac{U_{K1}}{100} \cdot \frac{S_{НГ1}^2}{S_{НОМ1}} + \frac{U_{K2}}{100} \cdot \frac{S_{НГ2}^2}{S_{НОМ2}} + \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{S_{НГ3}^2}{S_{НОМ3}} \right], \quad (2.13)$$

где $\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ – потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании соответственно в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения, кВт;

$S_{НГ1}, S_{НГ2}, S_{НГ3}$ – мощности нагрузок соответствующих обмоток трансформатора, кВА;

$S_{НОМ1}, S_{НОМ2}, S_{НОМ3}$ – номинальные мощности обмоток трансформатора, кВА;

U_{K1}, U_{K2}, U_{K3} – напряжения короткого замыкания соответствующих обмоток, %.

Если в каталожных данных указывается одно (наибольшее) значение потерь активной мощности при коротком замыкании $\Delta P_{KBB} = \Delta P_{K13}$, то учитывается соотношение номинальных мощностей обмоток. При $S_{НОМ1} = S_{НОМ2} = S_{НОМ3} = 100\%$ от $S_{НОМ}$ принимается $\Delta P_{K1} = \Delta P_{K2} = \Delta P_{K3} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBB}$. Если заданы три значения $\Delta P_{K12}, \Delta P_{K23}, \Delta P_{K13}$ между обмотками, то определяются потери короткого замыкания для каждой из обмоток:

$$\Delta P_{K1} = \frac{\Delta P_{K12} + \Delta P_{K13} - \Delta P_{K23}}{2}; \quad (2.14)$$

$$\Delta P_{K2} = \frac{\Delta P_{K12} + \Delta P_{K23} - \Delta P_{K13}}{2}; \quad (2.15)$$

$$\Delta P_{K3} = \frac{\Delta P_{K13} + \Delta P_{K23} - \Delta P_{K12}}{2}. \quad (2.16)$$

Напряжение короткого замыкания даются между каждой парой обмоток $U_{K12}, U_{K23}, U_{K13}$, поэтому сначала необходимо определить напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток:

$$U_{K1} = \frac{U_{K12} + U_{K13} - U_{K23}}{2}; \quad (2.17)$$

$$U_{K2} = \frac{U_{K12} + U_{K23} - U_{K13}}{2}; \quad (2.18)$$

$$U_{K3} = \frac{U_{K13} + U_{K23} - U_{K12}}{2}. \quad (2.19)$$

Для двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения в каталожных данных даются значения потерь

активной мощности при коротком замыкании ΔP_{KBB} и напряжения короткого замыкания U_{KBB} между выводами обмотки высшего напряжения и выводами обмотки низшего напряжения, соединенными параллельно. В этом случае при одинаковых нагрузках расщепленных обмоток трансформаторов

$$\Delta P_T = n \cdot \left[\Delta P_{XX} + \Delta P_{KBB} \cdot \left(\frac{S_{H2}}{S_{НОМ}} \right)^2 \right] = n \cdot \Delta P_{XX} + n \cdot \Delta P_{KBB} \cdot \left(\frac{S_{nc}}{n \cdot S_{НОМ}} \right)^2,$$

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{KBB} \cdot \left(\frac{S_{nc}}{S_{НОМ}} \right)^2; \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left[\Delta Q_{XX} + \frac{U_{KBB}}{100} \cdot \frac{S_{H2}^2}{S_{НОМ}} \right] = n \cdot \Delta Q_{XX} + n \cdot \frac{U_{KBB}}{100} \cdot \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \left(\frac{S_{nc}}{n} \right)^2,$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{KBB}}{100} \cdot \frac{S_{nc}^2}{S_{НОМ}}. \quad (2.21)$$

Если же нагрузки расщепленных обмоток трансформатора разные, то по аналогии с трехобмоточными трансформаторами

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{KB} \cdot \left(\frac{S_{HГ B}}{S_{НОМ B}} \right)^2 + \Delta P_{KH1} \cdot \left(\frac{S_{HГ H1}}{S_{НОМ H1}} \right)^2 + \Delta P_{KH2} \cdot \left(\frac{S_{HГ H2}}{S_{НОМ H2}} \right)^2; \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{HГ B}^2}{S_{НОМ B}} + \frac{U_{KH1}}{100} \cdot \frac{S_{HГ H1}^2}{S_{НОМ H1}} + \frac{U_{KH2}}{100} \cdot \frac{S_{HГ H2}^2}{S_{НОМ H2}}, \quad (2.23)$$

где $\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBB}$; $\Delta P_{KH1} = \Delta P_{KH2} = 0,25 \cdot \Delta P_{KBB}$;

$S_{HГ B}$, $S_{HГ H1}$, $S_{HГ H2}$ – мощности нагрузок соответствующих обмоток трансформатора, кВА;

$$S_{НОМ B} = S_{НОМ}; \quad S_{НОМ H1} = S_{НОМ H2} = 0,5 \cdot S_{НОМ}.$$

$$U_{KB} = \left(1 - \frac{k_P}{4} \right) \cdot U_{KBB} = 0,125 \cdot U_{KBB}; \quad U_{KH1} = U_{KH2} = \frac{k_P}{2} \cdot U_{KBB} = 1,75 \cdot U_{KBB},$$

где k_P – коэффициент расщепления, для трехфазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения принимается равным 3,5.

В курсовом проекте при определении потерь активной мощности в трансформаторах рекомендуется выделить потери холостого хода и нагрузочные потери (для удобства определения потерь электроэнергии в электрической сети).

2.5. Расчет потокораспределения сложнозамкнутых сетей методом преобразования сети

Данный метод приведен в труде Глазунова А.А. [8].

На рис. 2.1 показан граф сети с двумя источниками питания, пятью электрическими нагрузками пунктов и номерами линий [8]. Выполним расчет распределения потоков мощности по участкам сети методом преобразования сети. Примем, что напряжения питательных пунктов равны по величине и совпадают по фазе.

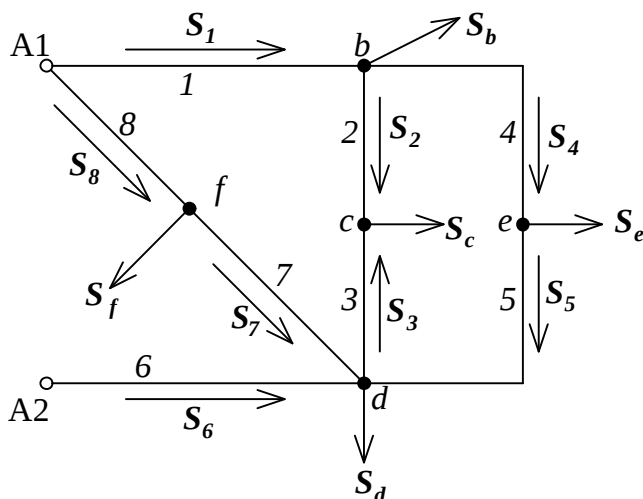


Рис. 2.1. Сложнозамкнутая сеть

Разнесем нагрузки S_c, S_f, S_e в узлы и питательные пункты, то есть избавимся от нагрузок на линиях. Необходимость такого шага объясняется тем, что преобразование сети эквивалентированием параллельно проложенных линий, замена звезд эквивалентными треугольниками и обратно возможны только тогда, когда на линиях нет нагрузок.

Перенесенные нагрузки от исходной нагрузки S_e :

$$\dot{S}'_{bn} = \frac{\dot{S}_e \cdot z_5}{z_5 + z_4}; \quad \dot{S}'_{dn} = \frac{\dot{S}_e \cdot z_4}{z_5 + z_4}.$$

Перенесенные нагрузки от исходной нагрузки S_c :

$$\dot{S}''_{bn} = \frac{\dot{S}_c \cdot z_3}{z_2 + z_3}; \quad \dot{S}''_{dn} = \frac{\dot{S}_c \cdot z_2}{z_2 + z_3}.$$

Перенесенные нагрузки от исходной нагрузки $\dot{S}_f$:

$$\dot{S}_{A1n}''' = \frac{\dot{S}_f \cdot z_7}{z_7 + z_8}; \quad \dot{S}_{dn}''' = \frac{\dot{S}_f \cdot z_8}{z_7 + z_8}.$$

Проверка правильности определения перенесенных нагрузок:

$$\dot{S}'_{bn} + \dot{S}'_{dn} = \dot{S}_e;$$

$$\dot{S}''_{bn} + \dot{S}''_{dn} = \dot{S}_c;$$

$$\dot{S}_{A1n}''' + \dot{S}_{dn}''' = \dot{S}_f.$$

Необходимость проверки, осуществляемой последними уравнениями, требует нахождения перенесенных нагрузок согласно приведенным формулам. Если определять только одну перенесенную нагрузку, а другую получать как разность между исходной и одной из перенесенных нагрузок, то возможность проверки отпадает; ошибка обнаружится только после окончания всего расчета сети, что потребует вторичного выполнения его. Для сложных замкнутых сетей это означает лишнюю затрату большого количества труда и времени. Положение о необходимости контроля вычислений полностью относится и ко всем другим операциям [15].

Суммарные нагрузки в узлах b и d (рис. 2.2) после переноса в них нагрузок будут следующие:

$$\dot{S}'_b = \dot{S}_b + \dot{S}'_{bn} + \dot{S}''_{bn} \quad \text{и} \quad \dot{S}'_d = \dot{S}_d + \dot{S}'_{dn} + \dot{S}''_{dn} + \dot{S}_{dn}'''.$$

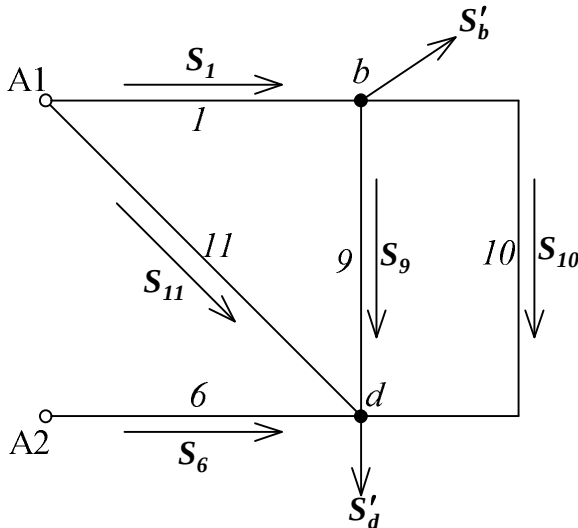


Рис. 2.2. Преобразование замкнутой сети

Проверка произведенных вычислений:

$$\dot{S}'_b + \dot{S}'_d + \dot{S}'_{A1п} = \dot{S}_b + \dot{S}_d + \dot{S}_c + \dot{S}_e + \dot{S}_f.$$

Сложим параллельные линии 9 и 10, свободные от токов нагрузок; сопротивление z_{12} эквивалентной линии (рис. 2.3) составит:

$$z_{12} = \frac{z_9 \cdot z_{10}}{z_9 + z_{10}}.$$

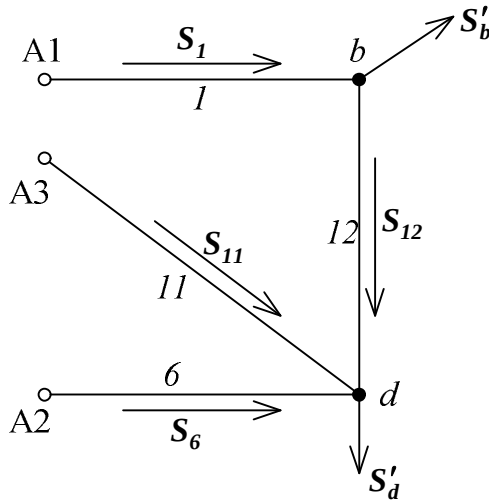


Рис. 2.3. Преобразование замкнутой сети

Разрезав сеть по питательному пункту A_1 и сложив параллельные линии 11 и 6, получим линию $A_1\Xi$ с двухсторонним питанием (рис. 2.4), в которой

$$z_{13} = \frac{z_{11} \cdot z_6}{z_{11} + z_6}.$$

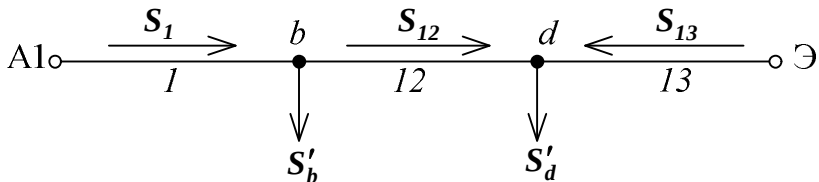


Рис. 2.4. Преобразование замкнутой сети

Распределение мощностей в линии с двухсторонним питанием:

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{S}'_d \cdot z_{13} + \dot{S}'_b \cdot (z_{13} + z_{12})}{z_{13} + z_{12} + z_1}$$

и

$$\dot{S}_{13} = \frac{\dot{S}'_b \cdot z_1 + \dot{S}'_d \cdot (z_1 + z_{12})}{z_{13} + z_{12} + z_1}.$$

Проверка правильности нахождения $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_{13}$:

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_{13} = \dot{S}'_b + \dot{S}'_d.$$

Мощность на участке 12 определяем по балансу мощностей в точке b или точке d :

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_1 - \dot{S}'_b.$$

Проверка:

$$\dot{S}_{12} + \dot{S}_{13} = \dot{S}'_d.$$

Поскольку участок сети 1 не подвергался преобразованиям, мощность $\dot{S}_1$ соответствует мощности, протекающей на этом участке действительной (рассчитываемой) сети.

Начнем теперь разворачивать сеть, перейдя обратно к схеме на рис. 2.3. Найдем мощности в параллельных линиях 11 и 6 по известной нагрузке эквивалентной линии 13:

$$\dot{S}_{11} = \dot{S}_{13} \cdot \frac{z_{13}}{z_{11}} \quad \text{и} \quad \dot{S}_6 = \dot{S}_{13} \cdot \frac{z_{13}}{z_6}.$$

Проверка правильности вычислений:

$$\dot{S}_{11} + \dot{S}_6 = \dot{S}_{13};$$

$$\dot{S}_{11} + \dot{S}_6 + \dot{S}_{12} = \dot{S}'_d.$$

Эти проверки одновременно позволяют судить и о правильности определения z_{13} при свертывании схемы. Если это сопротивление было найдено неправильно, то $\dot{S}_{13}$ не будет равно сумме $\dot{S}_{11}$ и $\dot{S}_6$.

Мощность $\dot{S}_6$ соответствует действительной мощности, протекающей по линии 6 рассчитываемой сети.

Переходя к схеме на рис. 2.2, находим мощности $\dot{S}_9$ и $\dot{S}_{10}$:

$$\dot{S}_9 = \dot{S}_{12} \cdot \frac{z_{12}}{z_9} \quad \text{и} \quad \dot{S}_{10} = \dot{S}_{12} \cdot \frac{z_{12}}{z_{10}}.$$

Проверка:

$$\dot{S}_9 + \dot{S}_{10} = \dot{S}_{12};$$

$$\dot{S}_6 + \dot{S}_{11} + \dot{S}_9 + \dot{S}_{10} = \dot{S}'_d.$$

Распределение мощностей в рассчитываемой сети (см. рис. 2.1):

$$\dot{S}_7 = \dot{S}_{11} - \dot{S}''_{дп}; \quad \dot{S}_8 = \dot{S}_{11} + \dot{S}''_{А1п};$$

$$\dot{S}_5 = \dot{S}_{10} - \dot{S}''_{дп}; \quad \dot{S}_4 = \dot{S}_{10} + \dot{S}''_{бп};$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_9 - \dot{S}'_{дп}; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_9 + \dot{S}'_{сп}.$$

Проверка осуществляется по балансу мощностей в узлах b и d :

$$\dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_5 - \dot{S}_3 = \dot{S}_d;$$

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_b + \dot{S}_2 + \dot{S}_4.$$

Кроме того, для проверки правильности определения мощностей на головном участке должно выполняться соотношение

$$\dot{S}_8 = \dot{S}_f + \dot{S}_7.$$

Возможность некоторого контроля правильности сделанных вычислений в процессе расчета является большим преимуществом метода преобразования сети [8]. В полной мере контроль начинает осуществляться во второй стадии расчета, то есть при разворачивании сети.

Если провода ЛЭП еще не выбраны, то определение потокораспределения в сложном замкнутой сети осуществляется в два этапа. На первом определяется приближенное потокораспределение. При этом принимается допущение, что сеть однородна, а провода всех линий имеют одинаковые сечения с погонным сопротивлением r_0 [4]. В этом случае распределение мощностей определяют по длинам участков сети, то есть в вышеприведенные формулы для расчета потоков мощности вместо полных сопротивлений подставляются длины линий.

Далее, на втором этапе расчета, по полученным мощностям определяются токи на участках линии, выбираются провода, определяются их погонные и полные активные и реактивные сопротивления. После чего по приведенной методике снова производится расчет потокораспределения, но в формулы уже подставляются полные сопротивления линий.

По результатам полученного потокораспределения сложном замкнутая сеть размыкается по точкам потокораздела и, таким образом, преобразуется в разомкнутую. Дальнейший, уточненный расчет потокораспределения установившегося режима сети осуществляется как у разомкнутых магистральных или радиальных сетей.

2.6. Проектирование воздушных линий электропередачи

При решении вопросов проектирования конструктивной части воздушных ЛЭП следует иметь ввиду, что в России разработаны конструкции типовых опор для линий всех напряжений и всех сечений проводов. Поэтому в курсовом проекте необходимо произвести выбор материала, конструкции и сечения проводов, числа цепей ЛЭП, материала и конструкции опор в зависимости от принятого расположения проводов на опоре, а также расчетного пролета линии. Предельно допустимые длины пролетов для принятого типа опор, наименьшее расстояние между проводами и конструкциями опор должны соответствовать рекомендациям, приведенным в таблицах ПУЭ [2]. Для воздушных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше применяются в основном сталеалюминиевые провода марки АС, при напряжениях до 35 кВ – алюминиевые провода марки А. Технические характеристики этих проводов приведены в прил. 1 и в справочной литературе [3, 9, 10].

Соотношение алюминиевой и стальной частей провода определяется его сечением F и климатическими условиями района, в котором сооружается линия. Так, в районах с толщиной стенки гололеда до 20 мм [2], рекомендуется:

$$\text{для } F \leq 185 \text{ мм}^2 \quad A : C = 6,0 - 6,25;$$

$$\text{для } F \geq 240 \text{ мм}^2 \quad A : C = 7,71 - 8,04.$$

При толщине стенки гололеда более 20 мм:

$$\text{для } F \leq 95 \text{ мм}^2 \quad A : C = 6,0;$$

$$\text{для } 120 \leq F \leq 400 \text{ мм}^2 \quad A : C = 4,29 - 4,39;$$

$$\text{для } F \geq 450 \text{ мм}^2 \quad A : C = 7,71 - 8,04.$$

В районах с агрессивной атмосферой следует применять провода марок АСКС, АСКП, АСК, а алюминиевые провода – марки АКП [2]. Для грозозащитных тросов используют стальные канаты сечением не менее 35 мм². Прежде чем приступить к выбору сечения проводов ЛЭП, необходимо определить приведенные нагрузки подстанций к стороне высшего напряжения.

$$S'_{Ti} = P'_{Ti} + j \cdot Q'_{Ti} + \Delta P'_{Ti} + j \cdot \Delta Q'_{Ti}. \quad (2.24)$$

Для подстанций с транзитом мощности на стороне высшего напряжения

$$S'_T = P'_T + j \cdot Q'_T = P'_{Ti} + j \cdot Q'_{Ti} + P_{\text{Транзита}} + j \cdot \Delta Q_{\text{Транзита}}. \quad (2.25)$$

По полученным приведенным нагрузкам подстанций рассчитываются потоки мощности $S_{НБ}$ и токи $I_{НБ}$ в линиях электропередачи для режима наибольших нагрузок. Сечения проводов линий сетей районного значения по экономическим соображениям определяются одним из следующих методов:

- 1) методом экономической плотности тока;
- 2) методом экономических интервалов.

Нормируемые значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ [2]. Расчетное экономически целесообразное сечение провода, мм², определяют по формуле

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{нб}}}{j_{\text{э}}}, \quad (2.26)$$

где $I_{\text{нб}}$ – наибольший ток, протекающий по линии в нормальном режиме, А;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

По расчетному сечению принимается ближайшее стандартное. Увеличение количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока производится на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения количества линий или цепей допускается двукратное превышение нормированных значений [2].

Метод экономических интервалов предусматривает выбор стандартного сечения проводов по таблицам [3, 11] в зависимости от номинального напряжения линии, района климатических условий по гололеду, материала и типа опор, тока или мощности нагрузки линий.

По сравнению с методом экономической плотности тока метод экономических интервалов дает более точные результаты.

Принятое по экономическим соображениям сечение проводов проверяется:

– по условиям нагрева максимальным током послеаварийного режима, должно выполняться условие

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (2.27)$$

где I_{max} – максимальный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима (например, при отключении одного из головных участков замкнутой сети, одной цепи двухцепной линии и т.п.);

$I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток провода [3, 9];

– по условиям короны (минимально допустимые диаметры проводов по условиям короны приводятся в ПУЭ);

– по условиям механической прочности, должно выполняться условие

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}, \quad (2.28)$$

где $\sigma_{расч}$ – расчетное напряжение в материале провода, кг/мм²;

$\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение в материале провода, кг/мм² (значения допустимых напряжений в материале провода при различных сочетаниях климатических условий приводятся в ПУЭ).

Если заданием на проектирование не предусмотрен расчет механической прочности проводников, то необходимо проверить соотношение алюминиевой и стальной частей провода в зависимости от климатических условий района, в котором предполагается сооружение линии, согласно ПУЭ.

При окончательном решении по выбору сечения проводов необходимо учитывать, что максимальные и минимальные сечения проводов ограничиваются для каждого номинального напряжения линии [3]:

максимальные: 150 мм² при 35 кВ;

240 мм² при 110 кВ;

400 мм² при 220 кВ;

минимальные: 70–90 мм² при 35, 110 кВ (в зависимости от материала опоры);
240 мм² при 220 кВ.

Большинство воздушных ЛЭП сооружается на железобетонных опорах (одноцепные линии напряжением до 500 кВ, двухцепные линии 35–220 кВ). Стальные опоры применяются в качестве специальных опор для всех линий на железобетонных опорах. Деревянные опоры могут предусматриваться для линий напряжением до 220 кВ при обязательном технико-экономическом обосновании целесообразности их применения.

Число линий (цепей), связывающих источники питания и узлы нагрузки, определяется требованиями к надежности электроснабжения потребителей. Так, питание электроэнергией потребителей первой категории должно осуществляться не менее чем по двум линиям, а питание потребителей второй категории рекомендуется обеспечивать по двум линиям. Для разомкнутых сетей чаще всего они размещаются на двухцепных опорах, однако для повышения надежности электроснабжения, особенно потребителей первой категории, предпочтительнее является подвеска проводов каждой цепи на опорах разных двухцепных линий или на отдельных одноцепных опорах линий, идущих по разным трассам. Решение вопроса о применении двух одноцепных линий, вместо одной двухцепной, требует специального обоснования [3].

2.7. Выбор главных схем электрических соединений понизительных подстанций и электростанций

На электростанциях и понизительных подстанциях, как правило, распределительные устройства напряжением 6–10 кВ выполняются с закрытыми ячейками КРУ, а распределительные устройства 35 кВ и выше – открытыми. При выполнении курсового проекта электрической сети промышленного района в общем случае не требуется глубокой проработки главных схем электрических соединений электростанции и подстанций. Тем не менее при решении этих вопросов необходимо учитывать типовые схемы распределительных устройств (РУ) высшего (ВН) и низшего (НН) напряжений [3, 12]. При малом числе присоединений для РУВН подстанций рекомендуется применение упрощенных блочных схем. Число присоединений определяется как сумма возможных присоединений к РУВН.

Схемы блока «линия-трансформатор» используются для одно- и двухтрансформаторных подстанций на стороне ВН. Для подстанций 35–220 кВ могут быть приняты блоки «линия-трансформатор» с разъединителем, отделителем и короткозамыкателем, выключателем. При наличии двух блоков «линия-трансформатор» с целью повышения надежности электроснабжения может быть дополнительно применена неавтоматическая перемычка между ними с использованием разъединителей. Для двухтрансформаторных подстанций в курсовом проекте рекомендуется на напряжении 35–220 кВ при четырех присоединениях принимать схему блока «линия-трансформатор».

При числе присоединений более двух на подстанциях 35 кВ применяется одинарная секционированная система шин, на подстанциях 110–220 кВ при числе присоединений до 6 – одна рабочая секционированная и обходная система шин с совмещенными обходным и секционным выключателями, при 7–15 присоединениях – такая же схема, но с отдельными обходным и секционным выключателями. При большем числе присоединений рекомендуется схема соединений с двумя рабочими и обходной системами шин. По блочной схеме могут выполняться и ОРУ подстанций, присоединяемых к магистральным линиям электропередачи глухой отпайкой на ответвительной опоре. Для двухтрансформаторных подстанций в курсовом проекте рекомендуется на напряжении 35–220 кВ при более четырех присоединениях принимать одинарную секционированную систему шин. При четном числе присоединений – две секции, при нечетном – три.

В распределительных устройствах низшего напряжения (6–10 кВ) подстанций обычно применяется одинарная секционированная система шин, если на подстанции установлены два трансформатора с нерасщеп-

ленными обмотками НН, или схема с двумя одинарными секционированными системами шин – при двух трансформаторах с расщепленными обмотками низкого напряжения.

Секционные выключатели на стороне НН понизительных подстанций в нормальном режиме работы отключены с целью уменьшения токов короткого замыкания в электрической сети, питаемой от трансформаторов (трансформаторы при этом работают раздельно).

На электрических станциях РУ генераторного напряжения 6–10 кВ применяется одинарная секционированная система шин, при этом каждый генератор работает на одну секцию шин и секционные выключатели в нормальном режиме включены. Генераторы подключаются к сборным шинам через выключатели. Если генераторы и повысительные трансформаторы работают по блочной схеме, то между генератором и трансформатором выключатель не предусматривается. В ОРУ 110–220 кВ электростанции предусматриваются две рабочих и обходная системы сборных шин [13]. Компенсирующие устройства (статические конденсаторы, синхронные компенсаторы, статические источники реактивной мощности) подключаются к секциям сборных шин НН подстанций через выключатели, установленные в ячейках КРУ.

Выбор коммутационных аппаратов распределительных устройств (выключателей, разъединителей) следует производить в проекте упрощенно по номинальным значениям напряжения и тока для нормального (послеаварийного) режима. При этом должны выполняться условия

$$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном.коммутац.аппарата}}, \quad (2.29)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.коммутац.аппарата}}, \quad (2.30)$$

где I_{max} – максимальный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима.

Так, для выключателей, установленных в блоках генератор- трансформатор,

$$I_{\text{ном.коммутац.аппарата}} \geq I_{Г.НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ}}. \quad (2.31)$$

Для выключателей двухобмоточных трансформаторов, установленных со стороны высокого и низкого напряжений, а также для выключателей двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой, установленных со стороны высокого напряжения:

$$I_{\text{ном.коммутац.аппарата}} \geq \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}}, \quad (2.32)$$

где 1,4 – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме в течение 6 часов.

Для выключателей двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой, установленных со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{ном.коммутац.аппарата}} \geq \frac{1,4 \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном}} \cdot 2}. \quad (2.33)$$

Для выключателей, установленных у БСК:

$$I_{\text{ном.коммутац.аппарата}} \geq \frac{Q_{\text{БСК.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БСК.ном}}}. \quad (2.34)$$

Стоимость выключателей приводится в прил. 2 в зависимости от типа выключателя и главных схем электрических соединений понизительных подстанций и электростанций, принятых в проекте.

2.8. Определение технико-экономических характеристик вариантов электрической сети

Для выбора ориентировочной величины номинального напряжения и сечения проводов воздушных линий в проекте приближенно, без учета потерь мощности на участках сети, было определено потокораспределение для всех принятых и рассмотренных вариантов конфигурации сети.

По справочным данным [3] находятся активные и индуктивные сопротивления, проводимости и зарядные мощности на единицу длины воздушных линий. Составляются схемы замещения для каждого варианта электрической сети и выполняется уточненный расчет распределения мощностей с учетом потерь мощности на участках сети. Потери активной мощности на участках электрической сети определяются по следующим формулам:

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_i; \quad (2.35)$$

$$\Delta Q_i = \frac{S_i^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_i, \quad (2.36)$$

где $S_i = P_i + j \cdot Q_i$ – поток мощности в линии или цепи, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

R_i, X_i – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии или цепи, Ом.

На основе этого расчета определяется суммарная мощность, вытекающая в линии со сборных шин высшего напряжения ОРУ электростанции:

$$S_{Л\Sigma} = P_{Л\Sigma} + j \cdot Q_{Л\Sigma} = \Sigma P_i + j \cdot \Sigma Q_i, \quad (2.37)$$

где $\Sigma P_i, \Sigma Q_i$ – соответственно суммы активных и реактивных мощностей, вытекающих в линии, присоединенные к шинам высшего напряжения электростанций.

По суммарной активной мощности выбирают число и мощность турбогенераторов электростанции. По номинальной мощности генератора $S_{Г.НОМ}$ принимается мощность повысительного трансформатора $S_{Т.НОМ}$. При этом должно выполняться условие $S_{Т.НОМ} \geq S_{Г.НОМ}$.

При номинальном напряжении электрической сети 35 кВ не всегда удается выполнить это условие, поэтому число повысительных трансформаторов может быть больше числа генераторов для выполнения условия $S_{Т.НОМ\Sigma} \geq S_{Г.НОМ\Sigma}$. В этом случае на электростанции предусматривается распределительное устройство генераторного напряжения. По суммарной мощности, вытекающей с шин ВН электростанции, рассчитываются потери мощности в повысительных трансформаторах:

$$\Delta P_{Т.С.} = n \cdot \Delta P_{ХХ} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{Л\Sigma}}{S_{т.ном}} \right)^2; \quad (2.38)$$

$$\Delta Q_{Т.С.} = n \cdot \Delta Q_{ХХ} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{Л\Sigma}^2}{S_{т.ном}}, \quad (2.39)$$

где n – число повысительных трансформаторов.

Суммарная мощность, которую нужно выдать в сеть на генераторном напряжении:

$$S_C = P_C + j \cdot Q_C = P_{Л\Sigma} + j \cdot Q_{Л\Sigma} + \Delta P_{ТC} + j \cdot \Delta Q_{ТC}. \quad (2.40)$$

Реактивная мощность, которую могут выдать генераторы электростанции при работе с номинальным коэффициентом мощности:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi_{c,ном}, \quad (2.41)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{c,ном}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности генератора.

Таким образом, дефицит реактивной мощности в сети определяется по выражению

$$Q_{def} = Q_c - Q_c. \quad (2.42)$$

Экономическая оценка вариантов сети осуществляется посредством определения приведенных народнохозяйственных затрат по формуле

$$Z = p_n \cdot K + I + U, \quad (2.43)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (для объектов электроэнергетики он принимается 0,12–0,15);

K – первоначальные капитальные вложения в электрическую сеть, тыс. руб.;

I – ежегодные издержки на эксплуатацию сети, тыс. руб.;

U – народнохозяйственный ущерб от возможных перерывов электроснабжения потребителей, тыс. руб.

Величина капитальных вложений в сеть определяется по укрупненным показателям стоимости элементов [3] принципиальной однолинейной схемы варианта сети с учетом коэффициентов инфляции. При этом должна быть учтена расчетная стоимость линий электропередач, понижительных и повысительных трансформаторов, коммутационных аппаратов (ячеек) распределительных устройств, а также устройств компенсации дефицита реактивной мощности и регулирования напряжения. Расчетная стоимость генераторов электростанции не учитывается.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя отчисления на амортизацию и обслуживание линий электропередач, оборудование подстанций и электростанций, стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах сети, тыс. руб.:

$$I = I_{\text{Л}} + I_{\text{П}} + I_{\text{Э}} = a_{\text{Л}} \cdot K_{\text{Л}} + a_{\text{П}} \cdot K_{\text{П}} + b \cdot \Delta A, \quad (2.44)$$

где $a_{\text{Л}}, a_{\text{П}}$ – отчисления на амортизацию и обслуживание в процентах соответственно от первоначальных капитальных вложений в линии электропередач и оборудование подстанций и электростанций (величина их может быть принята для ЛЭП с железобетонными и стальными опорами $a_{\text{Л}} = 12,4\%$, для оборудования подстанций и электростанций $a_{\text{П}} = 8,8\%$);

b – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, коп. за 1 кВт·ч;

ΔA – потери электроэнергии в сети в течение года, кВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по подсчитанным ранее потерям активной мощности в линиях и трансформаторах, кроме того, определяются потери активной мощности в статических конденсаторах и синхронных компенсаторах.

Для батарей статических конденсаторов (БСК), кВт,

$$\Delta P_{\text{БСК}} = 0,003 \cdot Q_{\text{БСК}}. \quad (2.45)$$

Для синхронных компенсаторов при выдаче номинальной реактивной мощности $Q_{\text{ном.СК}}$

$$\Delta P_{\text{ном.СК}} = (0,01 - 0,015) \cdot Q_{\text{ном.СК}}. \quad (2.46)$$

Годовые потери электроэнергии в линиях сети, кВт·ч,

$$\Delta A_L = \Delta P_{L\Sigma} \cdot \tau, \quad (2.47)$$

где $\Delta P_{L\Sigma}$ – суммарные потери мощности в линиях, кВт;

τ – время наибольших потерь, ч.

Время наибольших потерь может быть определено по эмпирической формуле:

$$\tau = 2 \cdot T_{нб} - 8760 + \frac{8760 - T_{нб}}{1 + \frac{T_{нб}}{8760} - 2 \cdot \frac{P_{нм}}{P_{нб}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{нм}}{P_{нб}} \right), \quad (2.48)$$

где $T_{нб}$ – число часов использования наибольшей нагрузки, с;

$P_{нб}$ – суммарная активная мощность нагрузки сети в режиме наибольших нагрузок;

$P_{нм}$ – суммарная активная мощность нагрузки сети в режиме наименьших нагрузок.

Значение $P_{нб}$ приведено в исходных данных на проектирование. Значение $P_{нм}$ может быть задано преподавателем отдельно.

Время наибольших потерь может быть определено по упрощенной формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.49)$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах сети, кВт·ч,

$$\Delta A_T = \Delta P_{XX\Sigma} \cdot 8760 + \Delta P_{HI\Sigma} \cdot \tau, \quad (2.50)$$

где $\Delta P_{XX\Sigma}$, $\Delta P_{HI\Sigma}$ – суммарные потери холостого хода и суммарные нагрузочные потери во всех понизительных и повысительных трансформаторах, кВт.

Годовые потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов, кВт·ч,

$$\Delta A_{БСК} = \Delta P_{БСК} \cdot T_{БСК}, \quad (2.51)$$

где $T_{БСК}$ – время работы БСК, при непрерывной работе принимается равным 8760 ч.

Годовые потери электроэнергии в синхронных компенсаторах, кВт·ч,

$$\Delta A_{СК} = k_{II} \cdot \Delta P_{ном.СК} \cdot T_{СК} + (1 - k_{II}) \cdot \left(\frac{Q_{нз}}{Q_{ном.СК}} \right) \cdot \tau_{СК}, \quad (2.52)$$

где $T_{СК} = 4000-8000$ ч – время работы компенсатора;

$k_{II} = 0,3-0,5$ – коэффициент, учитывающий долю потерь, не зависящих от нагрузки;

Q_{HI} – нагрузка компенсатора в режиме наибольших нагрузок, квар;

$\tau = 0,2 T_{CK}$ – время наибольших потерь, ч.

Суммарные потери активной мощности в сети

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{J\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{БСК\Sigma} + \Delta P_{СК\Sigma}. \quad (2.53)$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в сети

$$\Delta A = \Delta A_{II} + \Delta A_T + \Delta A_{БСК} + \Delta A_{СК}. \quad (2.54)$$

Оценка народнохозяйственного ущерба выполняется по упрощенной методике [4] с использованием понятия удельного ущерба, тыс. руб.

$$V = y_0 \cdot A_{HEД}, \quad (2.55)$$

где y_0 – средняя величина удельного ущерба, руб./кВт·ч;

$A_{нео}$ – количество недоотпущенной электроэнергии из-за возможных перерывов электроснабжения потребителей в течение года, кВт·ч.

$$A_{нео} = p \cdot P_{ноб} \cdot T_{ноб}, \quad (2.56)$$

где p – относительная вероятная длительность перерывов электроснабжения в течение года, величина которой определяется по средним показателям удельной повреждаемости элементов электрической сети и продолжительности плановых и аварийных ремонтов [4].

$$p = p_{пл} + p_{ав}, \quad (2.57)$$

где $p_{пл}$, $p_{ав}$ – относительная вероятная длительность перерывов электроснабжения в результате плановых ремонтов и аварийного простоя [14].

$$p_{ав} = \frac{n_{ав} \cdot t_{ав}}{T}, \quad (2.58)$$

где $n_{ав}$ – ожидаемое число повреждений за время T ;

$t_{ав}$ – продолжительность аварийного ремонта, ч.

$$p_{пл} = \frac{t_{пл}}{T}, \quad (2.59)$$

где $t_{пл}$ – длительность планового ремонта за период наблюдения T , ч.

Зная вероятности аварийного простоя и планового ремонта отдельных элементов, можно определить вероятность перерывов электроснаб-

жения потребителей, присоединенных к рассматриваемой электрической сети, содержащей n элементов. При этом важно правильно оценить характер возможных перерывов.

Возможное состояние каждого отдельного элемента данной электрической сети в некоторый момент зависит от многих причин и заранее может быть найдено лишь с определенной степенью вероятности. Такое состояние в теории вероятностей называется *простым случайным событием*. Возможное состояние группы или совокупности отдельных элементов сети является так же случайным событием, но уже сложным, так как оно зависит от возможного состояния каждого элемента сети в отдельности.

Сложные случайные события могут быть несовместимыми и совместимыми, независимыми и зависимыми. Несовместимым событием можно считать, например, плановый ремонт всех линий, питающих рассматриваемую нагрузку. Очевидно, что эксплуатационный персонал не будет производить эти работы одновременно. Совместимыми событиями являются аварийные отключения обеих цепей двухцепной линии, плановый ремонт одной цепи и аварийное отключение другой и т.п. Эти события могут иметь место одновременно.

Независимыми событиями часто считают аварийные состояния отдельных элементов, хотя это и не совсем правильно, так как при этом не учитывается возможность развития аварий. Это положение тем более несправедливо для двухцепных линий – воздушных на двухцепных опорах или на одноцепных, проходящих по одной трассе, и кабельных, проложенных в одной траншее. Аварийные состояния таких линий нельзя считать полностью независимыми событиями.

Независимыми событиями считают, например, плановые ремонты и аварийные простои элементов. Однако здесь должна быть сделана оговорка относительно воздушных линий, так как плановый ремонт обычно не производится в те периоды, когда предполагается появление гололеда, урагана, наводнения и аналогичных явлений, могущих вызвать аварийное отключение линии.

Рассмотрим на примерах каким образом приближенно могут быть определены вероятности возникновения сложных случайных событий, приводящих к перерывам электроснабжения потребителей. Предположим, что электроснабжение потребителей Π осуществляется по одной нерезервированной линии, принципиальная схема которой изображена на рис. 2.5. В этих условиях перерывы электроснабжения потребителей будут иметь место как при аварийном отключении любого из последовательно включенных элементов электропередачи (выключателя В, линии Л, трансформатора Г), так и при отключении их для планового ремонта. Поэтому вероятность сложного события в данном случае – перерыва электроснабжения потребителей Π – будет равна сумме вероятностей

аварийных простоев и плановых ремонтов всех указанных элементов электропередачи, что обозначено соответствующими индексами:

$$P = P_L + P_m + P_v, \quad (2.60)$$

где $P_L = P_{ав.л} + P_{пл.л}$ – для линии;

$P_m = P_{ав.м} + P_{пл.м}$ – для трансформаторов;

$P_v = P_{ав.в} + P_{пл.в}$ – для выключателей.

Если плановый ремонт всех элементов производится одновременно, то из слагаемых выражения (2.60), отражающих плановый ремонт, следует учитывать лишь одно, имеющее наибольшее значение.

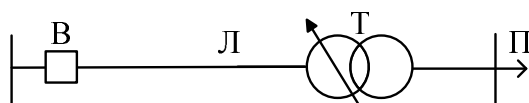


Рис. 2.5. Однолинейная схема однитрансформаторной подстанции

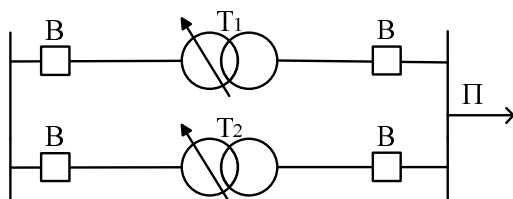


Рис. 2.6. Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции

Перерыв электроснабжения потребителей Π , питаемых от двухтрансформаторной подстанции (рис. 2.6), может произойти в случае совпадения аварийного простоя одного трансформатора (из-за аварий как самого трансформатора T , так и ячеек выключателей $В$) с плановым ремонтом второго, а также при совпадении аварийных простоев обоих трансформаторов. Вероятность появления двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий. С учетом этого вероятность перерыва электроснабжения потребителей в данном случае

$$P = 2 \cdot P_{пл} \cdot P_{ав} + P_{ав}^2. \quad (2.61)$$

Первый член учитывает совпадение аварийного простоя первого трансформатора с плановым ремонтом второго и наоборот, а второй – совпадение аварийных простоев обоих трансформаторов.

Вероятность появления двух зависимых событий равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого, вы-

численную при условии, что первое событие уже произошло. Исходя из этого, вероятность совпадения аварийного простоя одной цепи линии с плановым ремонтом второй определяется как

$$p = 2 \cdot k \cdot p_{nl} \cdot p_{ав}, \quad (2.62)$$

где $k < 0,5$ – коэффициент, учитывающий уменьшение вероятности совпадения этих событий вследствие того, что возможно лишь наложение аварии на плановый ремонт (а не наоборот), а также ввиду указанных выше ограничений, накладываемых на плановые ремонты воздушных линий.

Для двухцепных воздушных линий, выполненных на двухцепных или на одноцепных опорах, но проходящих по одной трассе, должны быть известны вероятность повреждения каждой из цепей (с учетом выключателей по концам линии) $p'_{ав}$ и вероятность одновременного повреждения обеих цепей $p''_{ав}$. Тогда вероятность перерыва электроснабжения в резервированной схеме (рис. 2.7) определяется по формуле

$$p = 2 \cdot k \cdot p_{nl} \cdot p'_{ав} + p''_{ав}^2. \quad (2.63)$$

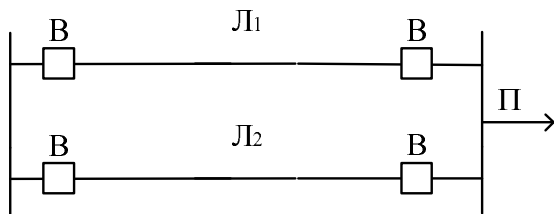


Рис. 2.7. Резервированная схема

Первое слагаемое учитывает совпадение аварийного простоя первой цепи с плановым ремонтом второй и наоборот, а второе – одновременные повреждения обеих цепей линии.

Для двухцепной воздушной линии могут быть приняты в среднем в течение одного года ($T = 8760$ ч) следующие вероятности:

$$p'_{ав} = \frac{(1 - 0,2) \cdot n_{ав} \cdot t_{ав.р}}{8760}; \quad p''_{ав} = \frac{0,2 \cdot n_{ав} \cdot t_{ав.р}}{8760}. \quad (2.64)$$

Аналогично может быть определена вероятность перерывов электроснабжения потребителей и для других случаев.

Дополнительно в качестве технических характеристик определяются величина наибольшей потери напряжения в сети и расход металла на провода линии электропередачи. Если наибольшая потеря напряжения больше допустимой с учетом возможностей устройства РПН трансфор-

маторов, то необходимо выбрать мощность компенсирующих устройств по условиям регулирования напряжения, МВАр:

$$Q_{KV} = \frac{U_{Ж} \cdot U_0}{X_{\Sigma}}, \quad (2.65)$$

где $U_{Ж}$ – желаемая величина напряжения на зажимах ВН понизительно-го трансформатора, кВ;

$U_0 = U_{Ж} - U_{Д}$ – разность между желаемым и действительным значениями напряжений на зажимах ВН трансформатора, кВ;

X_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление от шин ВН электростанции до понизительной подстанции, Ом.

Затраты на эти компенсирующие устройства должны быть учтены в экономических характеристиках варианта сети.

2.9. Выбор рационального варианта электрической сети

Результаты определения технико-экономических показателей характеристик всех вариантов сети, принятых к рассмотрению, сводятся в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Технико-экономические показатели вариантов сети

Характеристики вариантов сети	Единицы измерения	Названия вариантов сети					
Номинальное напряжение сети	кВ						
Капитальные вложения	тыс. руб.						
Ежегодные издержки на эксплуатацию сети	тыс. руб.						
Приведенные затраты	тыс. руб.						
Суммарные потери активной мощности в сети	кВт						
Наибольшая потеря напряжения	%						
Дефицит реактивной мощности	МВАр						
Расход металла на провода сети:							
алюминий	т						
сталь	т						

На основании анализа технико-экономических характеристик вариантов сети, приведенных в табл. 2.1, принимается решение о наиболее рациональном варианте, критерием целесообразности является наименьшая величина приведенных народнохозяйственных затрат. Если приведенные затраты вариантов близки, то предпочтение отдается варианту с лучшими технико-экономическими характеристиками: меньшими потерями мощности, электроэнергии, напряжения, меньшим дефицитом реактивной мощности и т.п. Вариант выбранной электрической сети принимается к дальнейшей детальной проработке.

2.10. Уточненный расчет принятого варианта электрической сети

2.10.1. Режим наибольших нагрузок

При наличии дефицита реактивной мощности в сети в первую очередь решается задача размещения и выбора типа компенсирующих устройств на подстанциях. Суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ), подлежащих размещению в электрической сети, принимается равной дефициту реактивной мощности. Экономически целесообразное размещение КУ должно соответствовать минимуму потерь электроэнергии на передачу реактивной мощности. Эта оптимизационная задача решается с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа [4, 11]. Условие экономически целесообразного распределения КУ в радиальной сети имеет вид

$$(Q_i - Q_{Ki}) \cdot R_i \cdot \tau_i = \text{const}, \quad (2.66)$$

где Q_i – реактивная нагрузка i -го присоединения;

Q_{Ki} – искомая мощность КУ i -го присоединения;

R_i – активное сопротивление от источника питания до места установки КУ;

τ_i – время наибольших потерь для i -го присоединения.

Если время наибольших потерь для каждого присоединения одинаково, то его можно исключить из выражения (2.66). Сумма мощностей КУ всех присоединений Q_{Ki} принимается равной дефициту реактивной мощности в сети, т.е.

$$\sum Q_{Ki} = Q_{\text{деф}}. \quad (2.67)$$

Система уравнений, записываемая с учетом выражений (2.66)-(2.67), составляется по расчетной схеме сети, содержащей только активные сопротивления ее элементов и реактивные нагрузки на сборных шинах НН

понижительных подстанций. Число уравнений в системе должно соответствовать числу неизвестных в системе Q_{Ki} .

Полученная система уравнений решается до получения искоемых неизвестных. Если одно или несколько неизвестных принимают отрицательные значения, то они приравняются к нулю. Это значит, что КУ на этих подстанциях устанавливать не требуется. Составляется новая система уравнений и определяются значения оставшихся неизвестных.

Если конфигурация сети отличается от радиальной, то она эквивалентными преобразованиями приводится к радиальному графу. Условием эквивалентности является равенство потерь активной мощности в преобразуемом и преобразованном (эквивалентром) участках сети:

$$Q_{ЭKB} = \Sigma Q_i; \quad (2.68)$$

$$Q_{ЭKB}^2 \cdot R_{Э} = \Sigma Q_i^2 \cdot R_i; \quad (2.69)$$

$$Q_{ЭKB} = \frac{\Sigma Q_i^2 \cdot R_i}{R_{Э}}. \quad (2.70)$$

В случае, когда распределение КУ определяется для сети сложной конфигурации, включающей замкнутые контуры, требуется выполнить расчет на ЭВМ или приближенно (например, при условии равенства коэффициентов мощности на всех подстанциях сети). При условии $\cos \varphi = \text{const}$ определяется коэффициент реактивной мощности в целом для сети.

$$\text{tg} \varphi_K = \frac{\Sigma Q_i - Q_{ДЕФ}}{\Sigma P_i}, \quad (2.71)$$

где ΣQ_i – сумма всех реактивных мощностей нагрузок подстанций;

ΣP_i – сумма всех активных мощностей нагрузок подстанций.

Требуемые мощности КУ на подстанциях

$$Q_{Ki} = P_i \cdot (\text{tg} \varphi_i - \text{tg} \varphi_K), \quad (2.72)$$

где $\text{tg} \varphi_i = \frac{Q_i}{P_i}$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки i -й подстанции.

Расчетное значение Q_{Ki} распределяется между секциями РУНН равномерно и на каждую секцию выбирается стандартная мощность КУ [3], при этом Q_K стандартное должно быть равно или больше расчетной мощности, приходящейся на одну секцию. В результате установки ком-

пенсирующих устройств на шинах вторичного напряжения понизительных подстанций уменьшаются потоки реактивной мощности в линиях и трансформаторах, а следовательно, изменяются и параметры установившегося режима наибольших нагрузок сети. Поэтому необходимо выполнить повторный уточненный расчет сети в режиме наибольших нагрузок. В процессе этого расчета проверяются возможность корректировки мощности трансформаторов на подстанциях сети и сечений проводов линий в сторону уменьшения, а также баланс реактивных мощностей в электрической системе.

Для обеспечения необходимых уровней напряжения на стороне НН подстанций при заданном напряжении на шинах источника питания определяются действительные значения напряжений на зажимах обмоток ВН трансформаторов подстанций. Затем выбираются ответвления регулируемых обмоток трансформаторов, при работе на которых обеспечивается желаемое напряжение на стороне НН каждой подстанции. Для этого можно использовать методики, предложенные в [4, 5, 8]. Согласно [8] расчетное напряжение ответвления, кВ, может быть найдено по формуле

$$U_{OTB} = (U_{XX} - \Delta U_T) \cdot \frac{U'}{U_{Ж}}, \quad (2.73)$$

где U_{XX} – напряжение холостого хода вторичной обмотки трансформатора (принимается по паспортным данным трансформатора);

ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе, приведенные к стороне НН;

U' – действительное напряжение, подведенное из сети к зажимам обмотки ВН трансформатора;

$U_{Ж}$ – желаемое напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции.

По расчетному напряжению ответвления принимается ближайшее стандартное напряжение ответвления устройства РПН трансформатора $U_{OTB.СТ}$. Тогда действительное напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции, кВ, определится как

$$U_{OTB} = (U_{XX} - \Delta U_T) \cdot \frac{U'}{U_{OTB.СТ}}. \quad (2.74)$$

Стандартные напряжения ответвлений можно получить, зная пределы регулирования напряжения и число отпаяк. Например, если пределы регулирования трансформатора с высшим номинальным напряжением 115 кВ составляют $\pm 9 \times 1,78\%$, то стандартное напряжение ответвления, кВ, с номером «-5» составит

$$U_{OTB"-5"} = 115 + \left[\left(\frac{1,78\%}{100} \cdot 115 \right) \cdot (-5) \right] = 104,765. \quad (2.75)$$

Если устройство РПН трансформаторов не обеспечивает желаемый уровень действительного напряжения U , то должны быть выбраны дополнительные устройства регулирования напряжения (см. подразд. 2.8).

Для оценки качества выбранного проектного решения по принятому варианту электрической сети определяются технико-экономические характеристики K , I , $З$, ΔP_i , а также себестоимость и расчетная стоимость передачи электроэнергии. Себестоимость передачи электроэнергии, коп./кВт·ч, определяется по формуле

$$C = \frac{I}{P_{НБ} \cdot T_{НБ}} = \frac{I}{A_{год}}. \quad (2.76)$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии, коп./кВт·ч,

$$C_n = \frac{З}{P_{НБ} \cdot T_{НБ}} = \frac{З}{A_{год}}, \quad (2.77)$$

где $P_{НБ}$ – суммарная активная мощность нагрузки сети с учетом транзита, кВт;

$A_{год}$ – количество электроэнергии, получаемое потребителями в течение года, кВт·ч.

Полученные значения C и C_n сравниваются с характерными апробированными для аналогичных условий или по средним их значениям. Это сравнение позволяет сделать выводы о принятых в проекте решениях [11].

2.10.2. Режим минимальных нагрузок

Электрическая нагрузка потребителей в течение суток не остается постоянной и равной наибольшей расчетной. В том числе возможно ее снижение на достаточно длительное время, например, в ночные часы. Как правило, изменения нагрузок обуславливают ухудшение экономичности передачи электроэнергии по сети и ее качества по напряжению. Поэтому в общем случае необходимо определение параметров режима электрической системы как при наименьших нагрузках, так и при устойчивых изменениях нагрузок в послеаварийных и ремонтных ситуациях. В связи с этим для каждой понизительной подстанции следует выполнить следующие расчеты:

1. Определить рациональное количество подключенных к сети источников реактивной мощности.
2. Оценить целесообразность вывода из работы отдельных трансформаторов в зависимости от степени снижения нагрузок.

3. Выбрать положение регулировочных ответвлений устройств РПН и ПБВ трансформаторов.

Количество и мощности КУ, подключенных к сети, могут быть определены по условиям баланса реактивных мощностей в системе и обеспечения необходимых уровней напряжения на всех подстанциях в сети.

Порядок и объем расчета установившегося режима аналогичен расчету режима наибольших нагрузок с той разницей, что нагрузки принимаются наименьшие. Число работающих трансформаторов на подстанции выбирается с целью обеспечения минимума потерь активной мощности в них, который достигается соотношением между мощностью нагрузки и подстанции (с учетом КУ) $S_{НГ}$ и мощностью $S_{(n,n+1)}$, обеспечивающей равенство потерь при параллельной работе как n , так и $(n+1)$ трансформаторов. Определение мощности $S_{(n,n+1)}$ производится по формуле

$$S_{(n,n+1)} = S_{T.HOM} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{XX} \cdot n \cdot (n+1)}{\Delta P_K}}. \quad (2.78)$$

При блочной схеме «линия-трансформатор» пользуются формулой

$$S_{(n,n+1)} = S_{T.HOM} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{XX} \cdot n \cdot (n+1)}{\Delta P_K + \frac{S_{T.HOM}^2}{U_{HOM}^2} \cdot R_L}}, \quad (2.79)$$

где n – число блоков;

R_L – сопротивление линии (или цепи).

Если $S_{НГ} > S_{(n,n+1)}$, то в работе должно находиться $(n+1)$ трансформаторов. Когда $S_{НГ} < S_{(n,n+1)}$, в работе должны находиться n трансформаторов.

2.1.1. Проверка проводов воздушных линий электропередачи на механическую прочность

При выборе проводов воздушных линий электропередачи (ЛЭП) необходимо выполнение специальных расчетов для определения напряжений в материале провода. В курсовом проекте такие расчеты выполняются для расчетного пролета одного из участков ЛЭП, выполненной сталеалюминиевыми проводами с принятым предварительно, в соответствии с ПУЭ [2], соотношением алюминиевой и стальной частей провода. При этом принимаются во внимание климатические условия в районе сооружения линии, заданной преподавателем:

– район по гололеду и ветру;

- наибольшая температура окружающего воздуха $t_{нб}$;
- наименьшая температура $t_{нм}$;
- среднегодовая (среднеэксплуатационная) температура t_{ϑ} .

Физико-механические характеристики проводов приводятся в ПУЭ [2]. Для расчета механических напряжений в проводе необходимы следующие данные:

- диаметр провода d ;
- площадь поперечного сечения всего провода F , а также его алюминиевой F_a и стальной F_c частей;
- масса единицы длины провода;
- материал алюминиевой проволоки (АТ или АТП);
- модуль упругости стали E_c , алюминия E_a или всего провода в целом E ;
- температурный коэффициент линейного расширения α ;
- предел прочности при расширении провода.

Прежде всего определяются действующие механические силы в виде так называемых удельных нагрузок. Под *удельной нагрузкой* понимается условная равномерно распределенная вдоль пролета провода механическая нагрузка, отнесенная к единице длины и единице поперечного сечения провода. Как правило, удельные нагрузки выражаются в килограммах и относятся к 1 м длины и 1 мм² поперечного сечения провода. Удельная нагрузка на провод определяется для сочетаний климатических условий исходя из их повторяемости [2]:

- удельная нагрузка от собственной массы провода γ_1 ;
- удельная нагрузка от гололеда γ_2 ;
- суммарная вертикально направленная удельная нагрузка на провод $\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2$;
- удельная нагрузка от давления ветра на провод, не покрытый гололедом, γ_4 ;
- удельная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом, γ_5 ;
- суммарная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра на провод, не покрытый гололедом, $\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$;
- суммарная нагрузка от собственной массы провода, массы гололеда и давления ветра на провод, покрытый гололедом, $\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$.

Расчет удельных нагрузок производится по методике и формулам, которые приведены в [14]. Допустимые напряжения в материале провода

принимаются в соответствии с ПУЭ [2] для наиболее тяжелых с точки зрения его механической прочности сочетаний климатических условий:

– наибольших механических нагрузок $\gamma_{НБ} = \gamma_7$ и температуре гололеда $t_{Г} - \sigma_{\gamma.НБ.ДОП}$;

– наименьшей температуре $t_{НМ}$ и нагрузке от массы провода $\gamma_1 - \sigma_{t.НМ.ДОП}$;

– среднегодовой (среднеэксплуатационной) температуре $t_{\text{ср}}$ и нагрузке от массы провода $\gamma_1 - \sigma_{t.\text{ср.ДОП}}$.

С целью выявления наиболее опасных для механической прочности провода сочетаний климатических условий вычисляются длины критических пролетов по следующим выражениям:

$$l_{1K} = \frac{2 \cdot \sigma_{\text{ср}}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\text{ср}} - \sigma_{t.НМ}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{\text{ср}} - t_{НМ}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_{\text{ср}}}{\sigma_{t.НМ}} \right)^2}}, \quad (2.80)$$

$$l_{2K} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma.НБ}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\gamma.НБ} - \sigma_{t.НМ}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{Г} - t_{НМ}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma.НБ}}{\sigma_{t.НМ}} \right)^2}}, \quad (2.81)$$

$$l_{3K} = \frac{2 \cdot \sigma_{t.НБ}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\gamma.НБ} - \sigma_{\text{ср}}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{Г} - t_{\text{ср}}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma.НБ}}{\sigma_{\text{ср}}} \right)^2}}. \quad (2.82)$$

Полученные величины критических пролетов и принятая длина расчетного пролета $l_{расч}$ позволяют выбрать исходный режим, знание которого необходимо для определения напряжений в проводе в любых других изменившихся условиях. Для этого в табл. 2.2. сведены необходимые соотношения, позволяющие сделать такой выбор [9].

Пользуясь уравнением состояния провода в пролете, рассчитываются по установленному исходному режиму γ_m, t_m, σ_m напряжения в проводе при любых изменившихся сочетаниях климатических условий γ, t, σ .

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_m). \quad (2.83)$$

Если найденные значения напряжения в проводе $\sigma_{t.HM} \leq \sigma_{t.HM.ДОП}$ и $\sigma_{\mathcal{E}} \leq \sigma_{\mathcal{E}.ДОП}$, то механическая прочность провода обеспечивается. При невыполнении этих условий должна быть уменьшена длина пролета l или принят другой провод с меньшим отношением алюминиевой части провода к его стальной части. При необходимости определяется наибольшая стрела провеса в пролете f_{HB} , которая может быть при наибольшей температуре окружающего воздуха t_{HB} и удельной нагрузке γ_1 или при наибольшей вертикальной удельной нагрузке γ_3 и температуре гололеда определена по формуле

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma}. \quad (2.84)$$

Уравнение состояния провода в пролете используется также для вычисления необходимых данных (α , f , тяжение по проводу $T = \alpha \cdot F$) при составлении монтажных таблиц и построении монтажных кривых, необходимых для монтажа линии.

Таблица 2.2

Условие выбора исходного решения

Соотношение пролетов		Исходный режим
критических	расчетного и критического	
$l_{1K} < l_{2K} < l_{3K}$	$l_{PACЧ} < l_{1K}$	$\gamma_1, t_{HM}, \sigma_{t.HM}$
$l_{1K} < l_{2K} < l_{3K}$	$l_{1K} < l_{PACЧ} < l_{3K}$	$\gamma_1, t_{\mathcal{E}}, \sigma_{\mathcal{E}}$
$l_{1K} < l_{2K} < l_{3K}$	$l_{PACЧ} > l_{3K}$	$\gamma_7, t_{\Gamma}, \sigma_{\gamma.HB}$
$l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$	$l_{PACЧ} < l_{2K}$	$\gamma_1, t_{HM}, \sigma_{t.HM}$
$l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$	$l_{PACЧ} > l_{2K}$	$\gamma_7, t_{\Gamma}, \sigma_{\gamma.HB}$
l_{1K} мнимый, $l_{2K} < l_{3K}$	$l_{PACЧ} < l_{3K}$	$\gamma_1, t_{\mathcal{E}}, \sigma_{\mathcal{E}}$
l_{1K} мнимый, $l_{2K} > l_{3K}$	$l_{PACЧ} > l_{3K}$	$\gamma_7, t_{\Gamma}, \sigma_{\gamma.HB}$
l_{3K} мнимый или имеет очень большое значение	$l_{PACЧ} < l_{1K}$	$\gamma_1, t_{HM}, \sigma_{t.HM}$
l_{3K} мнимый или имеет очень большое значение	$l_{PACЧ} > l_{1K}$	$\gamma_1, t_{\mathcal{E}}, \sigma_{\mathcal{E}}$

2.12. Выбор сечения проводов распределительной магистральной сети напряжением 6–10 кВ

Сечения проводов ряда линий сетей местного значения (распределительных сетей) определяются по допустимой потере напряжения. Допустимые потери напряжения в распределительной сети – это такие потери напряжения, при которых в результате регулирования напряжения отклонения напряжения на зажимах всех электроприемников не выходят за пределы предусмотренных ГОСТ технически допустимых значений. Для линий переменного тока (если исключить некоторые частные случаи $\cos \varphi = 1$, $X = 0$) непосредственное определение сечения проводов по допустимой потере напряжения невозможно [8]. При учете только продольной составляющей падения напряжения потери напряжения в линии с несколькими нагрузками (рис. 2.5) определяются по формуле

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m \cdot r_m + \Sigma Q_m x_m}{U_{ном}}, \quad (2.85)$$

где P_m и Q_m – соответственно потоки активной и реактивной мощностей на участках магистральной сети;

r_m и x_m – соответственно активные и индуктивные сопротивления участков сети.

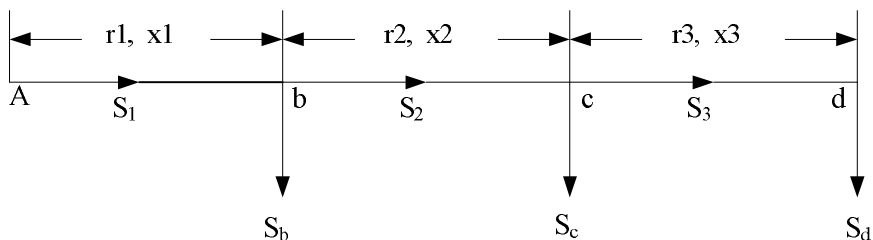


Рис. 2.5. Схема магистральной сети с несколькими нагрузками

Выражение (2.85) показывает, что потеря напряжения зависит от активного и индуктивного сопротивлений участков сети. Активное сопротивление связано с сечением провода простым отношением

$$r_0 = \frac{1}{F}, \quad (2.86)$$

а индуктивное сопротивление

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{d / 2} + 0,016, \quad (2.87)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами, м;
 d – диаметр провода, мм².

Поскольку сечения проводов неизвестны, то и потеря напряжения не может быть определена. Представим формулу (2.85) в следующем виде:

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m \cdot r_m}{U_{ном}} + \frac{\Sigma Q_m x_m}{U_{ном}} = \Delta U' + \Delta U''. \quad (2.88)$$

Индуктивное сопротивление линии мало изменяется при изменении сечения проводов и расстояний между ними. Поэтому можно задаваться им, приняв его равным средней величине для данного типа линий (воздушная, кабельная). Например, для воздушных линий местных сетей индуктивное сопротивление 1 км линии колеблется в пределах 0,36–0,42 Ом/км, а для кабельных линий:

напряжением 6 кВ – в пределах 0,071–0,11 Ом/км;

напряжением 10 кВ – в пределах 0,075–0,113 Ом/км.

Задавшись средним значением индуктивного сопротивления x_0 и зная реактивные мощности нагрузок, можно определить составляющую потери напряжения:

$$\Delta U'' = \frac{\Sigma Q_m x_m}{U_{ном}}. \quad (2.89)$$

Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{доп}$ определяется в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 13109 [2, 15]. Тогда

$$\Delta U' = \Delta U_{доп} - \Delta U'' = \frac{\Sigma P_m \cdot r_m}{U_{ном}}. \quad (2.90)$$

Для определения сечения проводов участков магистральной линии необходимо задаваться одним из следующих условий:

1) условие постоянства сечения проводов на всех участках $F = const$;

2) условие минимума расхода металла на провода линии $G = \min$;

3) условие постоянства плотности тока на всех участках $j = const$.

По первому условию сечение проводов на всех участках, мм²,

$$F = \frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U' \cdot U_{ном}}, \quad (2.91)$$

где γ – удельная проводимость материала провода.

По полученному ранее расчетному сечению провода принимается ближайшее стандартное, для которого по справочным данным находятся r_0 и x_0 . При этом должно выполняться соотношение

$$\Delta U_\phi = \frac{\Sigma P_m \cdot r_0 \cdot l_m + \Sigma Q_m \cdot x_0 \cdot l_m}{U_{ном}} \leq \Delta U_{доп}. \quad (2.92)$$

Если соотношение (2.92) не выполняется, то изменяется сечение провода и вторично производится определение ΔU_ϕ .

По второму условию определяется сечение провода последнего участка

$$F_n = \frac{\sqrt{P_n}}{\gamma \cdot \Delta U' \cdot U_{ном}} \cdot \Sigma l_m \cdot \sqrt{P_n}. \quad (2.93)$$

Затем вычисляются расчетные значения проводов на остальных участках линии по выражению

$$F_i = F_n \cdot \sqrt{\frac{P_i}{P_n}}. \quad (2.94)$$

По расчетным сечениям проводов на первом участке линии принимается ближайшее стандартное сечение, а на остальных участках сети ближайшее меньшее. Для принятых стандартных сечений проводов проверяется выполнение соотношения (2.92).

По третьему условию вначале определяется постоянная плотность тока для всех участков линии, A/mm^2 :

$$j = \frac{\gamma \cdot \Delta U'}{\sqrt{3} \cdot \Sigma (\cos \varphi_m \cdot l_m)}, \quad (2.95)$$

где $\cos \varphi_m$ – коэффициент мощности на участках линии.

Найденное расчетное значение плотности тока j сравнивается с экономической плотностью тока $j_э$. Если $j > j_э$, то сечения проводов находятся по экономической плотности тока. Если $j < j_э$, то сечения проводов находятся по расчетному значению плотности тока.

Расчетные значения сечений проводов на каждом участке

$$F_i = \frac{I_i}{j}, \quad (2.96)$$

где I_i – токи, притекающие по отдельным участкам линии.

По полученным расчетным сечениям проводов на первом участке принимается ближайшее большее стандартное, а на остальных – ближайшие

меньшие стандартные. Для принятых сечений проводов проверяется выполнение соотношения (2.91). С теоретической точки зрения линии с одинаковым сечением проводов вдоль всей длины являются наименее целесообразными.

Для выбора экономически целесообразного варианта линии необходимо определить технико-экономические характеристики линий, сечения проводов которых определены при разных условиях. Для этого рассматриваются для каждого варианта линии приведенные народнохозяйственные затраты, потери мощности и электроэнергии, расход металла на провода линии. Окончательное решение принимается на основании анализа полученных результатов.

2.13. Выбор самонесущих изолированных проводов напряжением 6–10 кВ

На воздушных линиях электропередач распределительных сетей 6–35 кВ в России уже долгое время традиционно применяются неизолированные («голые») провода.

По статистике самый высокий уровень потребления электроэнергии на душу населения в Европе – в скандинавских странах. Такое потребление электроэнергии ставит более сложные задачи по обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителя. Двадцать лет назад в Скандинавии перед учеными была поставлена задача – разработать новый тип воздушных линий электропередач. В результате работы появилась система с использованием проводов с защитным покровом. В Норвегии и Швеции такой провод на напряжение 6–20 кВ стал известен под маркой BLX, в Финляндии он стандартизован как PAS или как торговая марка Pirelli (ранее Nokia) SAX, а теперь SAX-W. После внедрения новых технологий заметно понизилась аварийность линий. Так, например, в Финляндии среднее время отключения воздушных линий напряжения 6–35 кВ по всей территории, включая даже отдаленные северные районы, составляет всего 2 ч 15 мин за весь год. Такие линии с защищенными проводами в процессе эксплуатации становятся практически необслуживаемыми и, как следствие, повысилась безопасность распределительных сетей. На российском рынке этот провод появился конце 80-х годов прошлого века. С 1997 года «Севкабель» и «Иркутскабель», а чуть позже «Москабельмет» начали выпускать похожий по характеристикам провод, позиционируя как СИП-3. Разработка – скандинавская, модернизация – российская. Он отличается от скандинавских более широким диапазоном сечений, гидрофобным слоем между жилой и изоляцией. Область применения российских проводов расширена по классу напряжения до 35 кВ за счет увеличения толщины защитного покрова.

При равнозначных капиталовложениях ЛЭП с СИП требуют меньших эксплуатационных расходов. Уменьшение ширины вырубаемой просеки

при строительстве ЛЭП в лесных массивах. Возможность совместной подвески на опорах проводов с разным уровнем напряжения и с телефонными линиями. Возможность монтажа ЛЭП по фасадам зданий, что может исключить установки части опор, загромождающих тротуары, возможна прокладка полностью или частично скрытой сети, облегчается присоединение ответвлений в зданиях. Уменьшение безопасных расстояний до зданий и других инженерных сооружений (электрических, телефонных, воздушных линий). Высота над уровнем земли 4 м, для неизолированных проводов – 6 м. Исключена возможность короткого замыкания между проводами фаз или на землю. Исключение опасности возникновения пожаров в случае падения проводов на землю. Высокая безопасность обслуживания – отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением. Меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования, уменьшение гололедно-ветровых нагрузок на опоры. Снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления. Сокращение объемов аварийно-восстановительных работ. Простота ремонтов, особенно при работах под напряжением. Снижение вероятности хищения электроэнергии и разрушения ЛЭП. Безопасность работ вблизи ЛЭП.

Такие провода защищены от схлестывания; на них практически не образуется гололед; исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке; существенно уменьшены габариты линии и, соответственно, требования к просеке для прокладки и в процессе эксплуатации; простота монтажных работ и, соответственно, уменьшение их сроков; высокая механическая прочность проводов и, соответственно, невозможность их обрыва; пожаробезопасность таких линий, основанная на исключении КЗ при схлестывании; сравнительно небольшая стоимость линии (примерно на 35% дороже «голых»). При этом происходит значительное сокращение эксплуатационных расходов (реальное сокращение доходит до 80%).

СИП-3 – это одножильный самонесущий изолированный провод. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталалюминия. Изоляция выполнена из силанольно-сшитого полиэтилена. Температурные характеристики такой изоляции 90°C в долговременном режиме, 130°C – в режиме длительной перегрузки (до 8 ч в сутки) и 250°C – в режиме токов короткого замыкания. В изоляцию добавляют около 2% сажи для достижения стойкости полиэтилена к ультрафиолетовому излучению. Изоляционный слой имеет толщину около 2,5 мм, поэтому такой слой можно считать только защитным. Несмотря на то что изоляция и выдерживает 60 кВ на пробой, провод необходимо подвешивать пофазно на отдельные изоляторы. При схлестывании проводов или падении на линию, например, дерева, когда провода собираются в пучок,

защитный покров выдерживает рабочее напряжение и линия может работать достаточно долго. Свойства провода таковы, что экономия при строительстве достигается не только уменьшением материалоемкости траверс (межфазное расстояние всего 400 мм), но и, что немаловажно, уменьшением габаритов просеки в лесных массивах. Просека требуется в шесть раз меньше, чем для линий с голыми проводами. И ее ширина в 3,5 м определена лишь необходимостью организации подъезда техники для проведения работ по строительству линии.

СИП боится грозových перенапряжений. С появлением изолированных проводов возникла проблема их защиты от грозových перенапряжений. При возникновении грозового перенапряжения пробивается воздушный промежуток по поверхности изолятора и горит дуга, питаемая сетью достаточно долго, – в сетях среднего напряжения однофазный пробой не регистрируется релейной защитой, и линия не отключается. Для «голых» проводов грозовые перенапряжения не так страшны, ведь образование дуги со стороны провода не стоит на месте, постоянно перемещаясь по проводу. Защищенный провод пробивается в определенных местах, изоляция не дает дуге двигаться, и она горит на проводе только в месте пробоя. В конце концов, провод пережигается и обрывается. Следовательно, такие провода необходимо защищать от грозových перенапряжений. Конечно, это требует дополнительных затрат, но они необходимы. Существуют различные способы защиты от грозových перенапряжений. Одним из первых появился метод защиты искровым промежутком. Еще одним широко применяемым, но при этом довольно дорогим стал способ с использованием ограничителей перенапряжения.

В процессе проектирования ВЛ 6-10 кВ с изолированными проводами должны быть выполнены следующие расчеты [16].

Электрические расчеты:

- определение действующих и перспективных электрических нагрузок и схемы электроснабжения потребителей, обеспечивающих нормируемую надежность;
- выбор сечения проводов ВЛ, обеспечивающих необходимую пропускную способность и требуемое качество электроэнергии;
- расчет потерь напряжения и проверка на допустимые отклонения напряжения;
- проверка принятого сечения проводов по условиям нагрева;
- проверка по условиям срабатывания защиты при однофазных замыканиях на землю;
- проверка выбранного сечения провода «SAX» на термическую устойчивость от токов короткого замыкания;
- выбор средств автоматизации и электрических защит;
- выбор защиты, срабатывающей при замыкании на землю на отключение ВЛ или на сигнал;

- выбор средств грозозащиты и мест их установки;
- расчет заземляющих устройств;
- расчет надежности электроснабжения потребителей электроэнергии.

Механические расчеты:

- расчет напряжений в проводах ВЛ;
- определение тяжения проводов ВЛ;
- определение стрел провеса проводов ВЛ;
- определение габаритов до проводов ВЛ на пересечениях с инженерными коммуникациями и естественными препятствиями;
- расчет закреплений опор ВЛ на грунте.

3. СОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ЗАДАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

3.1. Исходные данные

Для заданного района выбрать экономически целесообразный вариант электрической сети и произвести расчет его в режиме наибольших и наименьших нагрузок, а также в аварийных режимах.

Электроснабжение района осуществляется электростанцией, расположенной в пункте А. На электростанции предполагается установка не менее двух турбогенераторов.

Во всех пунктах сети, кроме 2 и 5, имеются потребители первой, второй и третьей категорий, причем потребители третьей категории составляют 20% общей нагрузки этих пунктов. Во 2 и 5 пунктах потребители третьей категории составляют 10% полной нагрузки пункта.

Активные мощности в режиме наибольших нагрузок составляют:

Пункт	1*	2	3	4	5
P , МВт	60	50	70	50	40
$\cos \varphi$	0,80	0,75	0,65	0,70	0,80

С шин высшего напряжения понизительной подстанции пункта 1 осуществляется транзит активной мощности в режиме наибольших нагрузок 25 МВт при $\cos \varphi = 0,70$.

Напряжение на шинах ВН электростанции в режиме наибольших нагрузок выше номинального напряжения сети на 5%, а в режиме наименьших нагрузок и в аварийном режиме равно номинальному.

На всех понизительных подстанциях должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения.

Связь с энергосистемой осуществляется через сборные шины электростанции. Вторичное напряжение на всех понизительных подстанциях принято 10 кВ.

Стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии составляет 2 руб.

Взаимное расположение электростанции и пунктов нагрузок представлено в масштабе (М: 1 см = 10 км) на плане (рис. 3.1).

Количество часов использования наибольшей нагрузки достигает $T_{нб} = 5800$ ч.

Сеть сооружается в третьем районе климатических условий по гололеду и в третьем районе по ветру. Характерные значения температуры окружающего воздуха: наибольшая $t_{нб} = +40^{\circ}\text{C}$, наименьшая $t_{нм} = -34^{\circ}\text{C}$, среднегодовая $t_g = +1,2^{\circ}\text{C}$.

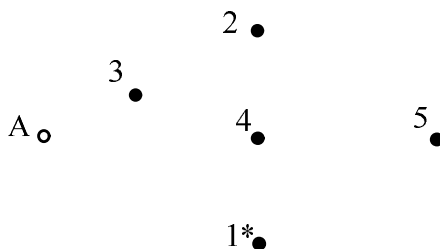


Рис. 3.1. План промышленного района

3.2. Выбор ориентировочных значений номинального напряжения электрической сети

Наивыгоднейшее напряжение $U_{эк}$ может быть предварительно определено по формуле (2.1), предложенной Г.И. Илларионовым. Для линий электропередачи между станцией и пунктом 1 оно будет следующим:

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33} + \frac{2500}{90}}} = 153 \text{ кВ.}$$

Длины линий участков сети рассчитываются исходя из плана промышленного района (см. рис. 3.1) с учетом масштаба:

$L_{A1} = 33$ км; $L_{A3} = 15$ км; $L_{A4} = 30$ км; $L_{32} = 18$ км; $L_{45} = 25$ км;
 $L_{42} = 15$ км; $L_{41} = 15$ км.

Активные нагрузки для радиально-магистральной сети:

$P_{A1} = P_1 = 60$ МВт;

$P_{A3} = P_2 + P_3 = 50 + 70 = 120$ МВт;

$P_{A4} = P_4 + P_5 = 50 + 40 = 90$ МВт;

$$P_{32} = P_2 = 50 \text{ МВт};$$

$$P_{45} = P_5 = 40 \text{ МВт}.$$

Значения рационального напряжения линий электропередачи приведены в табл. 3.1

Таблица 3.1

Наивыгоднейшее напряжение ЛЭП

ЛЭП	А-1	А-3	А-4	3-2	4-5
$U_{\text{эк}}, \text{ кВ}$	133	136	150	113	118

Активные нагрузки для магистральной сети с ответвлениями:

$$P_{A3} = P_2 + P_3 = 50 + 70 = 120 \text{ МВт};$$

$$P_{A4} = P_4 + P_5 + P_1 = 50 + 40 + 60 = 150 \text{ МВт};$$

$$P_{32} = P_2 = 50 \text{ МВт};$$

$$P_{45} = P_5 = 40 \text{ МВт};$$

$$P_{41} = P_1 = 60 \text{ МВт}.$$

Результаты расчетов напряжений приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Наивыгоднейшее напряжение ЛЭП

ЛЭП	А-3	А-4	3-2	4-5	4-1
$U_{\text{эк}}, \text{ кВ}$	136	173	113	118	133

Определив потокораспределение на участках кольцевой сети с ответвлением, найдем значения рационального напряжения на различных участках.

Результаты расчетов напряжений приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Наивыгоднейшее напряжение ЛЭП

ЛЭП	А-3	А-4	3-2	4-5	4-1	4-2
$U_{\text{эк}}, \text{ кВ}$	136	173	113	118	133	133

В объединенной системе Урала сложилась система стандартных номинальных напряжений 35–110–220–500–1150 кВ, поэтому будем рассматривать варианты выполнения электрической сети на напряжение 110 и 220 кВ.

3.3. Выбор вариантов конфигурации сети

Учитывая взаимное расположение электростанции А и пунктов нагрузок, принимаем три возможных варианта конфигурации сети (рис. 3.2–3.5).

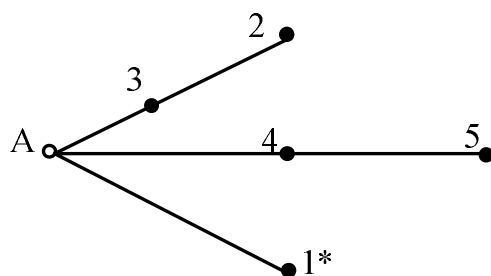


Рис. 3.2. Радиально-магистральная сеть

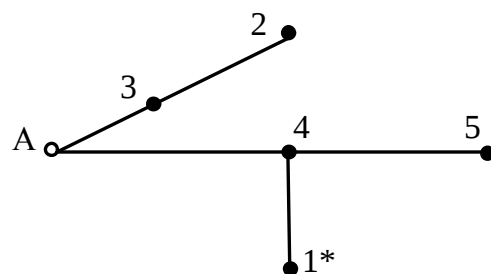


Рис. 3.3. Магистральная сеть с ответвлениями

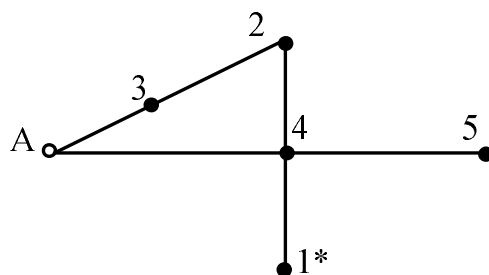


Рис. 3.4. Кольцевая сеть с ответвлениями

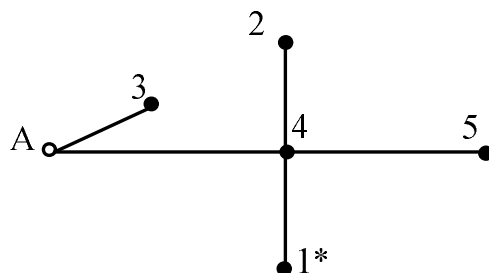


Рис. 3.5. Радиально-магистральная сеть с ответвлениями двух напряжений

Намеченные графы электрических сетей не вступают в противоречие с требованиями необходимой надежности электроснабжения, нормируемого качества напряжения, возможности их построения из унифицированных элементов, последующего развития без коренных изменений. В них маловероятны незагруженные протяженные участки сети, используемые только в послеаварийном режиме.

3.4. Выбор трансформаторов для подстанций

Определим полные мощности нагрузок на сборных шинах напряжением 10 кВ подстанций:

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 = 60 \cdot 0,75 = 45 \text{ МВАр};$$

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = 60 + 45i \text{ МВА};$$

$$|S_1| = 75 \text{ МВА}.$$

Аналогично для других подстанций:

$$S_2 = 50 + j44 \text{ МВА}, \quad |S_2| = 67 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 70 + 81,839i \text{ МВА}, \quad |S_3| = 107,7 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 50 + j51 \text{ МВА}, \quad |S_4| = 71,4 \text{ МВА};$$

$$S_5 = 40 + j30 \text{ МВА}, \quad |S_5| = 50 \text{ МВА}.$$

Так как в пунктах 1, 3, 4 имеются потребители первой категории по надежности электроснабжения, то на подстанциях этих пунктов принимаем к установке не менее двух понижающих трансформаторов с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбор трансформаторов осуществляется по методике, представленной в подразд. 2.3.

Определим мощность, которая будет протекать по каждому из двух трансформаторов пункта 1 по формуле (2.5):

$$S_{\text{НГ}} = \frac{75}{2} = 37,5 \text{ МВА}.$$

Желаемая номинальная мощность трансформатора может быть получена по формуле (2.6):

$$S_{\text{т. ном. жел.}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{0,7} = \frac{37,5}{0,7} = 53,6 \text{ МВА}.$$

По полученному значению принимается ближайшее меньшее значение согласно шкале номинальных мощностей – ТРДН-40000/220.

Проверим выбранный трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном режиме и послеаварийном по формулам (2.7), (2.8):

$$k_3 = \frac{S_{\text{ПС}}}{2 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{75}{2 \cdot 40} = 0,93 ;$$

$$K_{\text{зав.}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{75}{40} = 1,875 > 1,4 .$$

Рассчитаем коэффициент загрузки аварийный при отключении 20% потребителей третьей категории (процент потребителей третьей категории возьмем из исходных данных):

$$K_{\text{зав.}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{75 \cdot 0,8}{40} = 1,5 > 1,4 , \text{ выбранный трансформатор не про-}$$

ходит по условиям аварийной перегрузки.

Таким образом, в пункте 1 выбираем два трансформатора ТРДН – 63000/220.

$$K_3 = \frac{75}{2 \cdot 63} = 0,595 < 0,7 - \text{верно};$$

$$K_{\text{зав.}} = \frac{75}{63} = 1,19 \leq 1,4 - \text{верно}.$$

Выбранный трансформатор проходит по нормальной и послеаварийной загрузке. Аналогичный расчет проводим для пункта 3 и 4.

Номинальные параметры (прил. 3) выбранных трансформаторов на напряжение 220 кВ приведены в табл. 3.4., на напряжение 110 кВ – в табл. 3.5.

Таблица 3.4

Номинальные параметры трансформаторов 220 кВ

Пункт	Марка трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_K , %	I_x , %
1	2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5
3	2×ТРДЦН-100000/220	230	11	102	340	12,5	0,65
4	2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5

Таблица 3.5

Номинальные параметры трансформаторов 110 кВ

Пункт	Марка трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_K , %	I_x , %
1	2×ТРДН-63000/110	115	10,5	50	245	10,5	0,5
3	2×ТРДЦН-80000/110	115	10,5	58	310	10,5	0,45
4	2×ТРДН-63000/110	115	10,5	50	245	10,5	0,5

В пунктах 2 и 5 нет потребителей первой категории. Для выбора мощности и числа трансформаторов рассмотрим вариант нерезервированной и резервированной схем электроснабжения.

Проведем расчет для пункта 2 с нерезервированной схемой. Выбираем один трансформатор ТРДЦН-100000/220, номинальные параметры трансформатора, выбранные по прил. 3, приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Номинальные параметры трансформатора пункта 2

Пункт	Марка трансформатора	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_K , %	I_x , %
2	ТРДЦН-100000/220	230	11	102	340	12,5	0,65

Определяем потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе подстанции 2 по формулам (2.10), (2.11):

$$\Delta P_{m2} = \Delta P_{xx2} + \Delta P_{кз2} \cdot \left(\frac{|S_2|}{S_{ном2}} \right)^2 = 0,102 + 0,34 \cdot \left(\frac{67}{100} \right)^2 = 0,253 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = \frac{I_{x2}}{100} \cdot S_{ном2} + \frac{U_{к2}}{100} \cdot \frac{(|S_2|)^2}{S_{ном2}} = \frac{0,65}{100} \cdot 100 + \frac{12,5}{100} \cdot \frac{(67)^2}{100} = 6,206 \text{ МВАр}.$$

Мощность нагрузки, приведенная к стороне высшего напряжения трансформатора:

$$S'_{m2} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{m2} + j\Delta Q_{m2} = 50 + 44,096i + 0,253 + 6,206i = 50,253 + 50,301i \text{ МВА};$$

$$|S'_{m2}| = 71,103 \text{ МВА}.$$

Ток, протекающий от электростанции к пункту 2, определяется следующим образом:

$$I_{A2} = \frac{|S'_{m2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{71103}{\sqrt{3} \cdot 220} = 186,596 \text{ А};$$

$$F_{эка2} = \frac{I_{A2}}{j} = \frac{186,596}{1} = 186,596 \text{ мм}^2,$$

где $j = 1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{нб} = 5800 \text{ ч}$ (прил. 4).

Таким образом, на участке А-2 принимаем к установке одноцепную линию с проводом марки АС-240/32, установленную на железобетонных опорах. Для данной линии по прил. 5 принимаем $r_{0A2} = 0,12 \text{ Ом/км}$, $x_{0A2} = 0,435 \text{ Ом/км}$, $q_{0A2} = 0,139 \text{ МВАр/км}$.

Принципиальная однолинейная схема рассматриваемого варианта электроснабжения нагрузки пункта 2, а также схема замещения представлены на рис. 3.6, 3.7 соответственно.

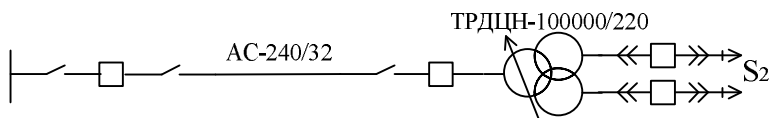


Рис. 3.6. Нерезервированная схема

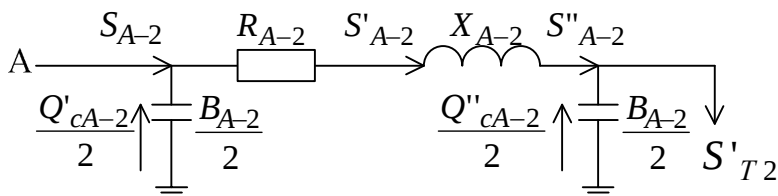


Рис. 3.7. Схема замещения

Зарядная мощность линии определяется по формуле

$$Q_{cA2} = U^2 \cdot b_{oA2} \cdot L_{A2} \cdot n = \frac{Q_{oA2}}{\sqrt{3}} \cdot L_{A2} \cdot n = 0,139 \cdot 33 \cdot 1 = 4,587 \text{ МВАр.}$$

Мощность в конце линии

$$S''_{A2} = P'_{m2} + jQ'_{m2} - j \frac{Q_{cA2}}{2} = 50,253 + 50,301i - \frac{4,587}{2}i = \\ = 50,253 + 48,008i \text{ МВА,}$$

$$|S''_{A2}| = 69,499 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии

$$\Delta S_{A2} = \left(\frac{|S''_{A2}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot (r_{0A2} + jx_{0A2}) \cdot L_{A2} = \left(\frac{69,499}{220} \right)^2 \cdot (0,12 + j0,435) \cdot 33 = \\ = 0,395 + 1,433i \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии

$$S'_{A2} = S''_{A2} + \Delta S_{A2} = 50,253 + 48,008i + 0,395 + 1,433i = \\ = 50,648 + 49,44i \text{ МВА.}$$

Мощность, вытекающая с шин электростанции

$$S_{A2} = P'_{A2} + jQ'_{A2} - j \frac{Q_{cA2}}{2} = 50,648 + 49,44i - \frac{4,587}{2}i = \\ = 50,648 + 47,147i \text{ МВА.}$$

Расчет технико-экономических показателей осуществляется по методике, предложенной в подразд. 2.8 данного учебного пособия.

Капитальные вложения в электрическую сеть определяются в соответствии с принципиальной схемой по укрупненным показателям стоимости по прил. 2, 3, 6.

$$K = K_{ЛЭП} + K_m + K_y.$$

Капитальные вложения в линию

$$K_{ЛЭП} = K_{олЭП} \cdot L_{A2} \cdot k_{инф} = 17,3 \cdot 33 \cdot 40 = 22836 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформатор подстанции

$$K_m = k_{инф} \cdot K_{от} = 40 \cdot 156,6 = 6264 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции и РУ ВН электростанции:

$$K_y = (79 + 90 + 2 \cdot 2,3) \cdot 40 = 6944 \text{ тыс. руб.};$$

$$K = 22836 + 6264 + 6944 = 36044 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию сети определяются по формуле (2.44) (прил. 7):

$$И = И_{ЛЭП} + И_{П} + И_{Э} = a_{л} \cdot K_{ЛЭП} + a_{П} \cdot K_{П} + \beta \cdot \Delta W.$$

$$И_{ЛЭП} = \frac{12,4}{100} \cdot 22836 = 2832 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{П} = \frac{8,8}{100} \cdot (6264 + 6944) = 1162 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{тр}.$$

Для определения потерь электроэнергии в сети определим время наибольших потерь по упрощенной формуле (2.49):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП определяются по формуле (2.47):

$$\Delta W_{ЛЭП} = 0,395 \cdot 4342 = 1715,768 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяются по формуле (2.50):

$$\Delta W_{тр} = 0,204 \cdot 8760 + 0,34 \cdot \left(\frac{67}{100} \right)^2 \cdot 4342 = 1549,583 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$И_{\Sigma} = 200 \cdot (3265,351) \cdot 10^{-3} = 653,07 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$И = 4647,038 \text{ тыс. руб.}$$

Оценим народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей по методике, представленной в подразд. 2.8 данного учебного пособия.

Народнохозяйственный ущерб определяется по формуле (2.55):

$$У = y_o \cdot p \cdot P_{нб} \cdot T_{нб},$$

где $y_o = 2,4 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$ – удельный народнохозяйственный ущерб [4];

p – относительная вероятностная длительность перерывов электроснабжения из-за проведения аварийных и плановых ремонтов элементов электрической сети.

Удельная повреждаемость элементов сети и продолжительность их ремонта (прил. 8) приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Удельная повреждаемость элементов сети и продолжительность их ремонта (на 1 объект или 1 км линии)

Элемент сети	Среднее число повреждений $n_{ав}$, раз в 10 лет (T)	Средняя продолжительность аварийного простоя $t_{ав}$, ч в 10 лет	Вероятностная продолжительность планово-предупредительного ремонта, ч в 10 лет
ЛЭП–220 кВ	0,08	0,5	850
Трансформатор	0,25	90	300
Выключатель 220 кВ	0,015	500	80
Выключатель 10 кВ	0,003	200	80

Рассчитаем относительную вероятность длительности перерывов электроснабжения из-за проведения аварийных и плановых ремонтов линии электропередачи.

Вероятность аварийного простоя определяется по формуле (2.58):

$$p_{ав} = \frac{n_{ав} \cdot t_{ав}}{8760 \cdot T} \cdot L = \frac{0,08 \cdot 0,5}{8760 \cdot 10 \cdot 10} \cdot 33 = 1,51 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность планового ремонта определяется по формуле (2.59):

$$p_{пл} = \frac{t_{пл}}{8760 \cdot T} \cdot L = \frac{850}{8760 \cdot 10} \cdot 33 = 0,32.$$

Аналогичные расчеты выполняются для трансформатора и выключателей напряжением 220 кВ и 10 кВ. Расчеты сведем в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Вероятность аварийных и плановых ремонтов

Элемент сети	Обозначение	Ремонт аварийный	Ремонт плановый
ЛЭП–220 кВ	$p_{л}$	$1,51 \cdot 10^{-6}$	0,32
Трансформатор	p_m	$2,57 \cdot 10^{-5}$	$3,42 \cdot 10^{-3}$
Выключатель 220 кВ	$p'_{в}$	$8,56 \cdot 10^{-6}$	$9,13 \cdot 10^{-4}$
Выключатель 10 кВ	$p''_{в}$	$6,85 \cdot 10^{-7}$	$9,13 \cdot 10^{-4}$

Тогда относительная вероятностная длительность перерывов электроснабжения, определяемая по выражению (2.57), составляет:

$$p = p_{пл} + p_{ав} = 0,32 + 3,42 \cdot 10^{-3} + 9,13 \cdot 2 \cdot 10^{-4} + 1,51 \cdot 10^{-6} + 2,57 \cdot 10^{-5} + 8,56 \cdot 10^{-6} + 6,85 \cdot 10^{-7} = 0,3252 + 36,455 \cdot 10^{-6} = 0,3252.$$

Таким образом, ущерб от перерыва электроснабжения составит:

$$Y = 2,4 \cdot 0,3252 \cdot 50000 \cdot 5800 = 226340 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты на сооружение и эксплуатацию сети определяются по выражению (2.43):

$$З = p_n \cdot K + II + Y = 0,12 \cdot 36044 + 4647 + 226340 = 235312 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем аналогичный расчет для пункта 2 с резервированной схемой. Выбираем два трансформатора ТРДН-63000/220, номинальные параметры трансформатора приведены в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Номинальные параметры трансформатора пункта 2

Пункт	Марка трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , %
2	2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5

Потери в трансформаторе подстанции 2:

$$\Delta P_{m2} = n \cdot \Delta P_{xx2} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз2} \cdot \left(\frac{|S_2|}{S_{ном2}} \right)^2 = 2 \cdot 0,07 + \frac{0,265}{2} \cdot \left(\frac{67}{63} \right)^2 = 0,288 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = n \cdot \frac{I_{x2}}{100} \cdot S_{ном2} + \frac{U_{к2}}{n \cdot 100} \cdot \frac{(|S_2|)^2}{S_{ном2}} = \frac{0,55}{2 \cdot 100} \cdot 63 + \frac{11,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(67)^2}{63} = 4,686 \text{ МВАр.}$$

Мощность нагрузки, приведенная к стороне высшего напряжения трансформатора:

$$S'_{m2} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{m2} + j\Delta Q_{m2} = 50 + 44,096i + 0,288 + 4,686i = \\ = 50,288 + 48,782i \text{ МВА};$$

$$|S'_{m2}| = 70,062 \text{ МВА}.$$

Ток, протекающий по линиям от электростанции к пункту 2, определяется по следующему выражению:

$$I_{A2} = \frac{|S'_{m2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{70062}{\sqrt{3} \cdot 220} = 183,864 \text{ А};$$

$$F_{\text{э}KA2} = \frac{I_{A-2}}{j \cdot 2} = \frac{186,596}{1 \cdot 2} = 91,932 \text{ мм}^2;$$

где $j = 1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{нб} = 5800 \text{ ч}$.

Таким образом, на участке А-2 принимаем к установке двухцепную линию с проводом марки АС-240/32, установленную на железобетонных опорах. Для данной линии по прил. 5 принимаем $r_{0A2} = 0,12 \text{ Ом/км}$, $x_{0A2} = 0,435 \text{ Ом/км}$, $q_{0A2} = 0,139 \text{ МВАр/км}$.

Принципиальная однолинейная схема рассматриваемого варианта электроснабжения нагрузки пункта 2, а также схема замещения представлены на рис. 3.8, 3.9.

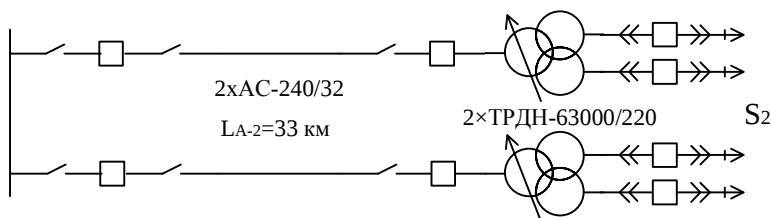


Рис. 3.8. Резервированная схема

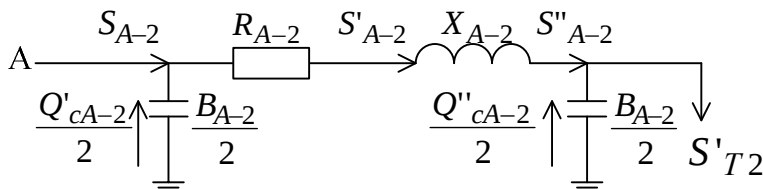


Рис. 3.9. Схема замещения

$$Q_{cA2} = 0,139 \cdot 33 \cdot 2 = 9,174 \text{ МВАр.}$$

$$\begin{aligned} S''_{A2} &= P'_{m2} + jQ'_{m2} - j \frac{Q_{cA2}}{2} = 50,288 + 48,782i - \frac{9,174}{2}i = \\ &= 50,288 + 44,195i \text{ МВА,} \end{aligned}$$

$$|S''_{A2}| = 66,949 \text{ МВА.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A2} &= \left(\frac{|S''_{A2}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A2} + jx_{0A2})}{2} \cdot L_{A2} = \left(\frac{69,949}{220} \right)^2 \cdot \frac{(0,12 + j0,435)}{2} \cdot 33 = \\ &= 0,183 + 0,665i \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_{A2} &= S''_{A2} + \Delta S_{A2} = 50,288 + 44,195i + 0,183 + 0,665i = \\ &= 50,472 + 44,86i \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= P'_{A2} + jQ'_{A2} - j \frac{Q_{cA2}}{2} = 50,472 + 44,86i - \frac{9,174}{2}i = \\ &= 50,472 + 40,273i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$K_{ЛЭП} = K_{oЛЭП} \cdot L_{A2} \cdot k_{инф} = 30,1 \cdot 33 \cdot 40 = 39732 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_m = k_{инф} \cdot K_{om} = 40 \cdot 156,6 \cdot 2 = 12528 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{я} = (2 \cdot 79 + 2 \cdot 90 + 4 \cdot 2,3) \cdot 40 = 13888 \text{ тыс. руб.};$$

$$K = 39732 + 12528 + 13888 = 66148 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{ЛЭП} = \frac{12,4}{100} \cdot 39732 = 4928 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{П} = \frac{8,8}{100} \cdot 26416 = 2325 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 0,183 \cdot 4342 = 796,077 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{mp} = 1870,572 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{\mathcal{O}} = 200 \cdot (2666,649) \cdot 10^{-3} = 533,33 \text{ тыс. руб.};$$

$$И = 7784,706 \text{ тыс. руб.}$$

Оценим народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей.

Вероятность аварийного простоя каждого блока «линия–трансформатор» (с учетом выключателей ВН и НН подстанции) определяется по формуле (2.64):

$$p'_{ав} = 0,8 \cdot p_{ав} = 0,8 \cdot 36,455 \cdot 10^{-6} = 29,164 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность повреждения одного блока одновременно с аварией второго определяется по выражению (2.64):

$$p''_{ав} = 0,2 \cdot p_{ав} = 0,2 \cdot 36,455 \cdot 10^{-6} = 7,291 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность перерыва электроснабжения потребителей подстанции определяется по формуле (2.63):

$$P = 2 \cdot k \cdot p_{пл} \cdot p'_{ав} + p''_{ав} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,3252 \cdot 29,164 \cdot 10^{-6} + (7,291 \cdot 10^{-6})^2 = 9,48 \cdot 10^{-6}.$$

Таким образом, ущерб от перерыва электроснабжения

$$У = 2,4 \cdot 9,48 \cdot 10^{-6} \cdot 50000 \cdot 5800 = 6598 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты на сооружение и эксплуатацию сети

$$З = p_n \cdot K + И + У = 0,12 \cdot 66148 + 7785 + 6598 = 22321 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку народнохозяйственные затраты нерезервированного варианта электрической сети много больше, чем у резервированной, то для пунктов 2 и 5 в дальнейшем принимаем резервированные схемы. Номинальные параметры выбранных трансформаторов на 220 и 110 кВ приведены в табл. 3.10, 3.11 соответственно.

Таблица 3.10

Номинальные параметры трансформаторов 220 кВ

Пункт	Марка трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , %
2	2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5
5	2×ТРДН-40000/220	230	11	50	170	11,5	0,6

Таблица 3.11

Номинальные параметры трансформаторов 110 кВ

Пункт	Марка трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , %
2	2×ТРДН-63000/110	115	10,5	50	245	10,5	0,5
5	2×ТРДЦН-80000/110	115	10,5	34	170	10,5	0,55

Расчетные потери мощности в трансформаторах понизительных подстанций приведены в табл. 3.12.

Таблица 3.12

Потери мощности в трансформаторах подстанций

Подстанция	110 кВ		220 кВ	
	ΔP_m , МВт	ΔQ_m , МВАр	ΔP_m , МВт	ΔQ_m , МВАр
1	0,274	5,317	0,328	5,764
2	0,237	4,334	0,288	4,686
3	0,397	8,331	0,512	10,101
4	0,257	4,882	0,31	5,287
5	0,201	3,721	0,233	4,074

Приведем нагрузки к шинам ВН подстанции. Для подстанции 1 с первичным напряжением 220 кВ

$$S'_{m1} = 60 + 45i + 0,328 + 5,764i = 60,328 + 50,764i \text{ МВА};$$

$$|S'_{m1}| = 78,844 \text{ МВА}.$$

Расчет для остальных пунктов проводится таким же образом, результаты расчета приведены в табл. 3.13.

Таблица 3.13

Приведенные нагрузки подстанций

Подстанция	110 кВ		220 кВ	
	$P'_m + jQ'_m$, МВА	$ S'_m $, МВА	$P'_m + jQ'_m$, МВА	$ S'_m $, МВА
1	60,274+50,317i	78,516	60,328+50,764i	78,844
2	50,237+48,43i	69,78	50,288+48,782i	70,062
3	70,397+90,17i	114,396	70,512+91,94i	115,886
4	40,201+33,721i	52,471	40,233+34,074i	52,723
5	50,257+55,892i	75,165	50,31+56,297i	75,501

3.5. Определение технико-экономических показателей электрической сети

3.5.1. Радиально-магистральная сеть напряжением 110 кВ

Согласно структурной схеме сети (см. рис. 3.2), приближенный расчет потокораспределения в сети имеет следующие результаты:

$$S_{A1} = S'_{m1} + S_{транз} = 60,274 + 50,317i + 25 + 25,505i = 85,274 + 75,823i \text{ МВА},$$

$$|S_{A1}| = 114,108 \text{ МВА};$$

$$S_{32} = S'_{m2} = 50,237 + 48,43i \text{ МВА}, \quad |S_{32}| = 69,78 \text{ МВА};$$

$$S_{A3} = S'_{m3} + S'_{32} = 70,397 + 90,17i + 50,237 + 48,43i = 120,634 + 138,6i \text{ МВА}, \\ |S_{A3}| = 183,746 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S'_{m5} = 40,201 + 33,721i \text{ МВА}, \quad |S_{45}| = 52,471 \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = S'_{m4} + S'_{45} = 50,257 + 55,892i + 40,201 + 33,721i = 90,458 + 89,613i \text{ МВА}, \\ |S_{A4}| = 127,331 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем токи в линиях, протекающие от подстанций к электро-станции. Предположим равное распределение электрических нагрузок между отдельными цепями многоцепных линий электропередачи, таким образом, при выборе двухцепных линий электропередачи ток в каждой из них будет определяться следующим образом.

Участок А-1

$$I_{A1} = \frac{|S_{A1}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{114108}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 300 \text{ А}.$$

При $T_{нб} = 5800 \text{ ч}$ $j_{эж} = 1 \text{ А/мм}^2$, расчетные сечения проводов:

$$F_{A1} = \frac{I_{A1}}{j_{эж}} = \frac{300}{1} = 300 \text{ мм}^2.$$

Максимальное значение сечения на напряжение 110 кВ–240 мм², таким образом, нужно уменьшить ток, протекающий по линиям, с помощью увеличения числа цепей:

$$I_{A1} = \frac{|S_{A1}|}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{114108}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 150 \text{ А};$$

$$F_{A1} = \frac{I_{A1}}{j_{эж}} = \frac{150}{1} = 150 \text{ мм}^2.$$

Выбираем на участке А-1 две двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-150×24, с допустимым длительным током 450 А каждая.

Проверим выбранные провода по допустимому току в послеаварийном режиме при обрыве одной цепи. Ток в послеаварийном режиме определяется по следующему выражению:

$$I_{A1} = \frac{|S_{A1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{114108}{\sqrt{3} \cdot 110} = 600 \text{ А} < 900 \text{ А}, \text{ значит, выбранная линия}$$

с проводами 2×2×АС-150×24 проходит по условиям нагрева максимальным током послеаварийного режима.

Выбор линий электропередачи на других участках осуществляется по такому же принципу.

$$I_{32} = \frac{|S_{32}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{69780}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 183 \text{ А}; \quad F_{32} = \frac{183}{1} = 183 \text{ мм}^2.$$

На участке 3-2 выбираем двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-185×29.

$$I_{A3} = \frac{|S_{A3}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{183746}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 242 \text{ А}; \quad F_{A3} = \frac{242}{1} = 242 \text{ мм}^2.$$

На участке А-3 выбираем две двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-240×32.

$$I_{45} = \frac{|S_{45}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{52471}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 138 \text{ А}; \quad F_{45} = 138 \text{ мм}^2.$$

На участке 4-5 выбираем двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-150×24.

$$I_{A4} = \frac{|S_{A4}|}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{127331}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 167 \text{ А}; \quad F_{A4} = 167 \text{ мм}^2.$$

На участке А-4 выбираем две двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-150×24;

Технико-экономические характеристики проводов, принятые по прил. 5, приведены в табл. 3.14.

Таблица 3.14

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{доп}$, А	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	q_o , МВАр/км	Масса, кг/км	
							m_{al}	m_{cm}
А-1	2×2×АС-150×24	450	0,198	0,420	2,70	0,036	409	190
3-2	2×АС-185×29	510	0,162	0,413	2,75	0,037	500	228
А-3	2×2×АС-240×32	605	0,120	0,405	2,81	0,0375	673	248
4-5	2×АС-150×24	450	0,198	0,42	2,70	0,036	409	190
А-4	2×2×АС-150×24	450	0,198	0,42	2,70	0,036	409	190

Уточненный расчет потокораспределения.

Линия А-1.

Схема замещения линии представлена на рис. 3.10.

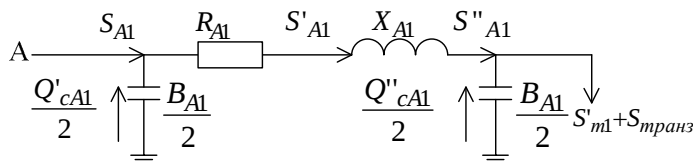


Рис. 3.10. Схема замещения

Зарядная мощность линии

$$Q_{cA1} = U^2 \cdot b_{oA1} \cdot L_{A1} \cdot n = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 33 \cdot 4 = 4.312 \text{ МВАр};$$

Мощность в конце линии

$$\begin{aligned} S''_{A1} &= S'_{m1} + S_{транз} - \frac{Q_{cA1}}{2} i = 60,274 + 50,317i + 25 + 25,505i - \frac{4,312}{2} i = \\ &= 85,274 + 73,666i \text{ МВА}, \quad |S''_{A1}| = 112,687 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потери мощности в линии

$$\begin{aligned} \Delta S_{A1} &= \left(\frac{|S''_{A1}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{oA1} + x_{oA1} i)}{n} \cdot L_{A1} = \left(\frac{112,687}{110} \right)^2 \cdot \frac{(0,198 + 0,42i)}{4} \cdot 33 = \\ &= 1,714 + 3,636i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Мощность в начале линии

$$\begin{aligned} S'_{A1} &= S''_{A1} + \Delta S_{A1} = 85,274 + 73,666i + 1,714 + 3,636i = \\ &= 86,988 + 77,303i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Мощность, вытекающая с шин электростанции

$$\begin{aligned} S_{A1} &= P'_{A1} + jQ'_{A1} - \frac{Q_{cA1}}{2} i = 86,988 + 77,303i - \frac{4,312}{2} i = \\ &= 86,988 + 75,146i \text{ МВА}, \quad |S_{A1}| = 114,952 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Рассмотрим магистральную линию А-3-2, схема замещения которой представлена на рис. 3.11.

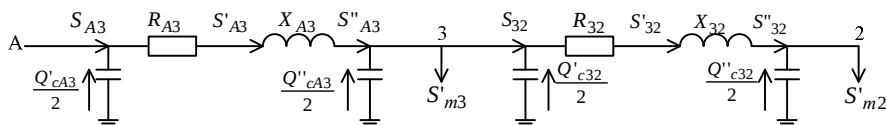


Рис. 3.11. Схема замещения

Участок 3-2

$$Q_{c32} = U^2 \cdot b_{o32} \cdot L_{32} \cdot n = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-4} \cdot 18 \cdot 2 = 1,198 \text{ МВАп};$$

$$\begin{aligned} S''_{32} &= S'_{m2} - \frac{Q_{c32}}{2} i = 50,237 + 48,43i - \frac{1,198}{2} i = \\ &= 50,237 + 47,831i \text{ MBA}, \quad |S''_{32}| = 69,365 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{32} &= \left(\frac{|S''_{32}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{032} + x_{032}i)}{n} \cdot L_{32} = \left(\frac{69,365}{110} \right)^2 \cdot \frac{(0,162 + 0,413i)}{2} \cdot 18 = \\ &= 0,58 + 1,478i \text{ MBA}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_{32} &= S''_{32} + \Delta S_{32} = 50,237 + 47,831i + 0,58 + 1,478i = \\ &= 50,817 + 49,309i \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{32} &= P'_{32} + jQ'_{32} - \frac{Q_{c32}}{2} i = 50,817 + 49,309i - \frac{1,198}{2} i = \\ &= 50,817 + 48,71i \text{ MBA}, \quad |S_{32}| = 70,392 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Участок А-3

$$Q_{cA3} = U^2 \cdot b_{oA3} \cdot L_{A3} \cdot n = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 4 = 2,04 \text{ МВАп};$$

$$\begin{aligned} S''_{A3} &= S'_{m3} + S_{32} - \frac{Q_{cA3}}{2} i = 70,397 + 90,17i + 50,817 + 48,71i - \frac{2,04}{2} i = \\ &= 121,214 + 137,86i \text{ MBA}, \quad |S''_{A3}| = 183,57 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A3} &= \left(\frac{|S''_{A3}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A3} + x_{0A3}i)}{n} \cdot L_{A3} = \left(\frac{183,57}{110} \right)^2 \cdot \frac{(0,12 + 0,405i)}{4} \cdot 15 = \\ &= 1,253 + 4,23i \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_{A3} &= S''_{A3} + \Delta S_{A3} = 121,214 + 137,86i + 1,253 + 4,23i = \\ &= 122,467 + 142,089i \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A3} &= P'_{A3} + jQ'_{A3} - \frac{Q_{cA3}}{2} i = 122,467 + 142,089i - \frac{2,04}{2} i = \\ &= 122,467 + 141,069i \text{ MBA}, \quad |S_{A3}| = 186,812 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Участок А-4-5

Участок 4-5

$$Q_{c45} = U^2 \cdot b_{o45} \cdot L_{45} \cdot n = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 25 \cdot 2 = 1,633 \text{ МВАп};$$

$$S''_{45} = S'_{m5} - \frac{Q_{c45}}{2} i = 40,201 + 33,721i - \frac{1,633}{2} i =$$

$$= 40,201 + 32,904i \text{ MBA}, \quad |S''_{45}| = 51,95 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{45} = \left(\frac{|S''_{45}|}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{045} + x_{045}i)}{n} \cdot L_{45} = \left(\frac{51,95}{110} \right)^2 \cdot \frac{(0,198 + 0,42i)}{2} \cdot 25 =$$

$$= 0,552 + 1,171i \text{ MBA};$$

$$S'_{45} = S''_{45} + \Delta S_{45} = 40,201 + 32,904i + 0,552 + 1,171i =$$

$$= 40,753 + 34,075i \text{ MBA};$$

$$S_{45} = P'_{45} + jQ'_{45} - \frac{Q_{c45}}{2} i = 40,753 + 34,075i - \frac{1,633}{2} i =$$

$$= 40,753 + 33,259i \text{ MBA}, \quad |S_{45}| = 52,602 \text{ MBA}.$$

Участок А-4

$$Q_{cA4} = U^2 \cdot b_{oA4} \cdot L_{A4} \cdot n = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 4 = 3,92 \text{ МВАр};$$

$$S''_{A4} = S'_{m4} + S_{45} - \frac{Q_{cA4}}{2} i = 50,257 + 55,892i + 40,753 + 33,259i - \frac{3,92}{2} i =$$

$$= 91,01 + 87,19i \text{ MBA}, \quad |S''_{A4}| = 126,036 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{A4} = \left(\frac{|S''_{A4}|}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A4} + x_{0A4}i)}{n} \cdot L_{A4} = \left(\frac{126,036}{110} \right)^2 \cdot \frac{(0,198 + 0,42i)}{4} \cdot 30 =$$

$$= 1,95 + 4,135i \text{ MBA};$$

$$S'_{A4} = S''_{A4} + \Delta S_{A4} = 91,01 + 87,19i + 1,95 + 4,135i =$$

$$= 92,96 + 91,326i \text{ MBA};$$

$$S_{A4} = P'_{A4} + jQ'_{A4} - \frac{Q_{cA4}}{2} i = 92,96 + 91,326i - \frac{3,92}{2} i =$$

$$= 92,96 + 89,366i \text{ MBA}, \quad |S_{A4}| = 128,949 \text{ MBA}.$$

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии

$$S_{Л} = S_{A1} + S_{A3} + S_{A4} = 86,988 + 75,146i + 122,467 + 141,069i +$$

$$+ 92,96 + 89,366i = 302,415 + 305,581i \text{ MBA}.$$

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{\text{ном Г}} = \frac{P_{\text{ном Г}}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА.}$$

Для работы по блочной схеме «генератор – трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/110 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$U_{BH} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \quad \Delta P_{xx} = 120 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{кз} = 400 \text{ кВт}; \\ U_{\kappa} = 10,5 \text{ \%}; \quad I_x = 0,55 \text{ \%}.$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{m\text{ЭС}} = 4 \cdot 0,12 + \frac{0,4}{4} \cdot \left(\frac{422,318}{125} \right)^2 = 1,663 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = 3 \cdot \frac{0,55}{100} \cdot 125 + \frac{10,5}{3 \cdot 100} \cdot \frac{(422,318)^2}{125} = 41,565 \text{ МВАр.}$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции:

$$S_C = S_{\text{Л}} + \Delta P_{m\text{ЭС}} + \Delta Q_{m\text{ЭС}} i = 302,415 + 305,581i + 1,663 + 41,561i = \\ = 304,078 + 347,147i \text{ МВА.}$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 304,078 \cdot 0,75 = 228,058 \text{ МВАр.}$$

Дефицит реактивной мощности в сети составляет:

$$Q_{\text{деф}} = Q_{\text{сети}} - Q_{\Gamma} = 347,147 - 228,058 = 119,088 \text{ МВАр.}$$

Принципиальная схема радиально-магистральной сети напряжением 110 кВ представлена на рис. 3.12. Открытое распределительное устройство пунктов 2 и 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор», так как имеется только 4 присоединения (две линии и два трансформатора). В пунктах 1, 3 и 5, имеющих 7 и более присоединений, применяется схема с двойной системой шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта рассмотренной сети по укрупненным показателям.

Капитальные вложения в электрическую сеть определяются в соответствии с принципиальной схемой по укрупненным показателям стоимости по прил. 2, 3, 6.

$$K = K_{ЛЭП} + K_{n/cm} + K_{ЭС}$$

Капитальные вложения в линию

$$K_{ЛЭП} = \sum_{n=1}^5 K_{олЭПn} \cdot L_n \cdot k_{инф} = 40 \cdot (2 \cdot 22,2 \cdot 33 + 23,6 \cdot 18 + 2 \cdot 25 \cdot 15 + 22,2 \cdot 25 + 2 \cdot 22,2 \cdot 30) = 181080 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 40 \cdot 2 \cdot (110 + 110 + 126 + 110 + 88) = 43520 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции

$$K_{я} = (4 \cdot 36 + 27 \cdot 35 + 30 \cdot 2,3) \cdot 40 = 46320 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции:

$$K_{мЭС} = 40 \cdot 4 \cdot 140 = 22400 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции

$$K_{яЭС} = 17 \cdot 35 \cdot 40 = 23800 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{n/cm} = K_m + K_{я} = 43520 + 46320 = 89840 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{ЭС} = K_{мЭС} + K_{яЭС} = 22400 + 23800 = 46200 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть

$$K = K_{n/cm} + K_{ЭС} + K_{ЛЭП} = 89840 + 46200 + 181080 = 317120 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию сети определяются по формуле

$$И = И_{ЛЭП} + И_{П} + И_{Э} = a_{л} \cdot K_{ЛЭП} + a_{П} \cdot K_{П} + \beta \cdot \Delta W ;$$

$$И_{ЛЭП} = \frac{12,4}{100} \cdot 181080 = 22453,92 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{П} = \frac{8,8}{100} \cdot (89840 + 46200) = 11971,52 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{mp} \cdot$$

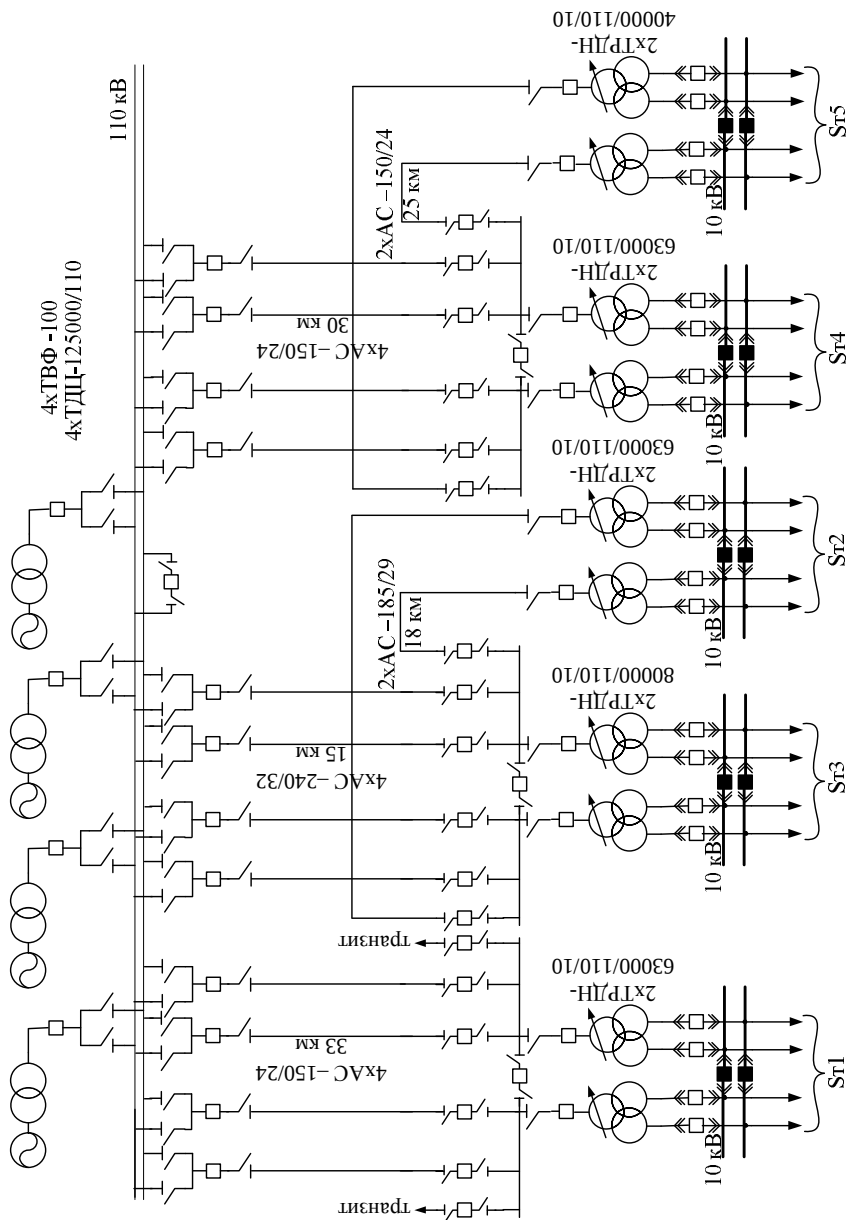


Рис. 3.12. Радиально-магистральная сеть напряжением 110 кВ

Для определения потерь электроэнергии в сети определим время наибольших потерь по упрощенной формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП

$$\begin{aligned} \Delta P_{ЛЭП} &= \Delta P_{A1} + \Delta P_{A3} + \Delta P_{32} + \Delta P_{A4} + \Delta P_{45} = \\ &= 1,714 + 1,253 + 0,58 + 1,95 + 0,552 = 6,049 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau = 6,049 \cdot 4342 = 26261,609 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяются по формуле (2.50).

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta P_{xx} &= \Delta P_{xxm1} + \Delta P_{xxm2} + \Delta P_{xxm3} + \Delta P_{xxm4} + \Delta P_{xxm5} = \\ &= (100 + 100 + 116 + 100 + 68) \cdot 10^{-3} = 0,964 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta P_{нагр} &= \Delta P_{нагрт1} + \Delta P_{нагрт2} + \Delta P_{нагрт3} + \Delta P_{нагрт4} + \Delta P_{нагрт5} = \\ &= (173,611 + 137,174 + 280,88 + 157,47 + 132,812) \cdot 10^{-3} = 2,065 \text{ МВт,} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{тр} &= \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{нагр} \cdot \tau = 0,964 \cdot 8760 + 2,065 \cdot 4342 = \\ &= 17409,561 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \end{aligned}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = \Delta W_{тр} + \Delta W_{ЛЭП} = 17409,561 + 26261,609 = 43671,17 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$I_{\text{э}} = 200 \cdot (43671,17) \cdot 10^{-3} = 8734,234 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети

$$I = 22453,92 + 11971,52 + 8734,234 = 43159,674 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты

$$З = 0,12 \cdot 317120 + 43160 = 81214 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{нагр} + \Delta P_{ЛЭП} = 0,964 + 2,065 + 6,049 = 9,078 \text{ МВт.}$$

Потери напряжения в линиях электропередачи определяются по выражению

$$\Delta U_{a1} = \frac{P_{A1} \cdot r_{oA1} \cdot L_{A1} + Q_{A1} \cdot x_{oA1} \cdot L_{A1}}{U_{ном} \cdot n} = \frac{87 \cdot 0,198 \cdot 33 + 75,146 \cdot 0,42 \cdot 33}{110 \cdot 4} = 3,659 \text{ кВ};$$

где n – это количество цепей линии электропередачи.

$$\Delta U_{32} = 2,32 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a3} = 2,449 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = 2,504 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a4} = 3,814 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_1 = \Delta U_{a3} + \Delta U_{32} = 2,449 + 2,32 = 4,769 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{45} = 3,814 + 2,504 = 6,318 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5

$$\Delta U_{нб1} = \frac{\Delta U_1}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{6,318}{110} = 5,744 \text{ \%}.$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{al} = \frac{3 \cdot (409 \cdot 33 \cdot 4 + 673 \cdot 15 \cdot 4 + 500 \cdot 18 \cdot 2 + 409 \cdot 30 \cdot 4 + 409 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 545,7 \text{ т}.$$

$$m_{cm} = \frac{3 \cdot (190 \cdot 33 \cdot 4 + 248 \cdot 15 \cdot 4 + 228 \cdot 18 \cdot 2 + 190 \cdot 30 \cdot 4 + 190 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 241,4 \text{ т}.$$

3.5.2. Радиально-магистральная сеть напряжением 220 кВ

Согласно структурной схеме сети (см. рис. 3.2), приближенный расчет потокораспределения в сети имеет следующие результаты:

$$S_{A1} = 85,328 + 76,269i \text{ МВА}, \quad |S_{A1}| = 114,446 \text{ МВА};$$

$$S_{32} = 50,288 + 48,782i \text{ МВА}, \quad |S_{32}| = 70,062 \text{ МВА};$$

$$S_{A3} = 120,69 + 139,17i \text{ МВА}, \quad |S_{A3}| = 184,212 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = 40,233 + 34,074i \text{ МВА}, \quad |S_{45}| = 52,723 \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = 90,543 + 90,371i \text{ МВА}, \quad |S_{A4}| = 127,925 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем токи в линиях, протекающие от подстанций к электростанции, таким же образом, как и в подразд. 3.5.1:

$$I_{A1} = 150 \text{ А}; \quad F_{A1} = 150 \text{ мм}^2;$$

$$I_{32} = 91,5 \text{ А}; F_{32} = 91,5 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A3} = 242 \text{ А}; F_{A3} = 242 \text{ мм}^2;$$

$$I_{45} = 69 \text{ А}; F_{45} = 69 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A4} = 168 \text{ А}; F_{A4} = 168 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, на всех участках выбираем двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-240×32.

Технико-экономические характеристики проводов приведены в табл. 3.15 (см. прил. 5).

Таблица 3.15

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{доп}$, А	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	q_o , МВАр/км	Масса, т	
							m_{al}	m_{cm}
A-1 3-2 A-3 4-5 A-4	2×АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248

Уточненный расчет потокораспределения осуществляется таким же образом, как и при расчете радиально-магистральной линии на напряже-ние 110 кВ. Результаты расчета приведены в табл. 3.16.

Таблица 3.16

Потоки мощности в ЛЭП 220 кВ

Участок	Q_c , МВАр	$S''_{участка}$, МВА	$\Delta S_{участка}$, МВА	$S_{участка}$, МВА
A-1	8,305	85,328+72,116i	0,511+1,851i	85,838+69,815i
3-2	4,53	50,288+46,517i	0,105+0,38i	50,393+44,632i
A-3	3,775	120,794+133,132i	0,601+2,178i	121,395+133,422i
4-5	6,292	40,233+30,928i	0,08+0,289i	40,313+28,071i
A-4	7,55	90,623+80,593i	0,547+1,983i	91,17+78,8i

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии:

$$S_{\text{Л}} = 298,403 + 282,037i \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэф-фициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (см. прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{\text{ном Г}} = \frac{P_{\text{ном Г}}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА.}$$

Для работы по блочной схеме «генератор–трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/220 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$U_{BH} = 230 \text{ кВ}; U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \Delta P_{xx} = 120 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 380 \text{ кВт}; \\ U_K = 11 \%; I_x = 0,55 \%.$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{m\Delta C} = 1,505 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = 39,84 \text{ МВАр.}$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции

$$S_C = 299,908 + 321,877i \text{ МВА.}$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 321,877 \cdot 0,75 = 224,931 \text{ МВАр.}$$

Дефицит реактивной мощности в сети

$$Q_{\text{деф}} = Q_{\text{сети}} - Q_{\Gamma} = 321,877 - 224,931 = 96,945 \text{ МВАр.}$$

Принципиальная схема радиально-магистральной сети напряжением 220 кВ представлена на рис. 3.13. Открытое распределительное устройство пунктов 2, 3, 4 и 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор», в пункте 1 с семью присоединениями применяется схема с двойной системой шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта рассмотренной сети по укрупненным показателям (см. прил. 2, 3, 6).

Капитальные вложения в линию

$$K_{\text{ЛЭП}} = 148104 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 59680 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции

$$K_{\text{я}} = 53240 \text{ тыс. руб.}$$

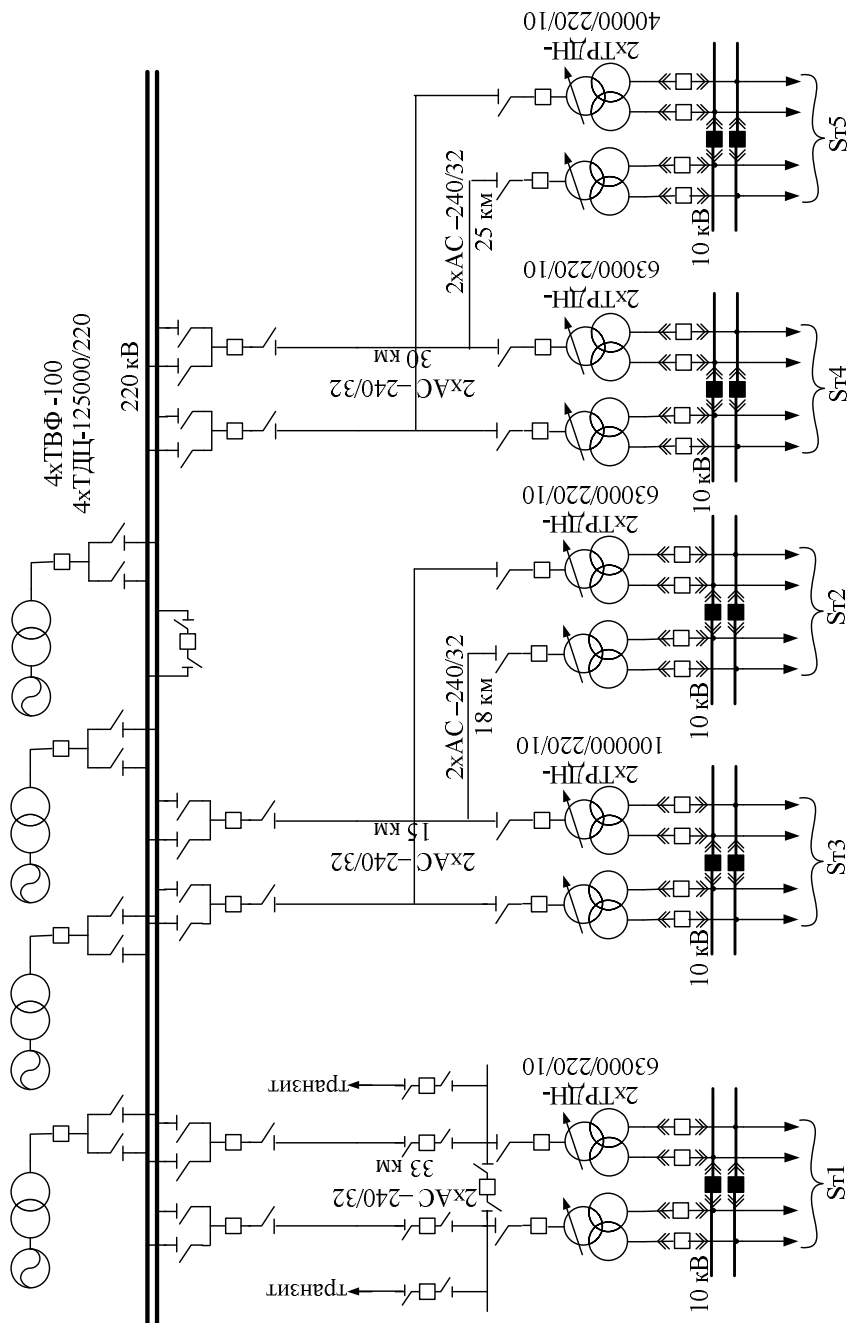


Рис. 3.13. Радиально-магистральная сеть напряжением 220 кВ

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции

$$K_{mЭС} = 29760 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции

$$K_{яЭС} = 39600 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{n / см} = 112920 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{ЭС} = 69360 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть:

$$K = 330384 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию линии электропередачи (см. прил. 7):

$$I_{ЛЭП} = 18364,896 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{П} = 16040,64 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 1,843 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 8001,648 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах.

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{хх} = 1,204 \text{ МВт.}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\Delta P_{нагр} = 1,861 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{тр} = 18628,824 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = 26630,472 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$I_{э} = 5326,094 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$I = 39731,63 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты

$$З = 79377,71 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети равны:

$$\Delta P = 4,908 \text{ МВт.}$$

Потери напряжения в линиях электропередачи

$$\Delta U_{a1} = 3,05 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{32} = 1,042 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{a3} = 2,475 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{45} = 0,969 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{a4} = 3,083 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_1 = 3,517 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_2 = 4,052 \text{ кВ.}$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5

$$\Delta U_{нб1} = \frac{\Delta U_1}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{3,517}{110} = 1,599 \text{ \%}.$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{al} = \frac{3 \cdot (673 \cdot 33 \cdot 2 + 673 \cdot 15 \cdot 2 + 673 \cdot 18 \cdot 2 + 673 \cdot 30 \cdot 2 + 673 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 488,598 \text{ т;}$$

$$m_{cm} = \frac{3 \cdot (248 \cdot 33 \cdot 2 + 248 \cdot 15 \cdot 2 + 248 \cdot 18 \cdot 2 + 248 \cdot 30 \cdot 2 + 248 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 224,688 \text{ т.}$$

3.5.3. Магистральная сеть с ответвлениями напряжением 220 кВ

Магистральная сеть с ответвлениями напряжением 110 кВ не рассматривается, так как в данной сети на участке А-4 необходимо применять линии с количеством цепей не менее 6, что является нецелесообразным.

Структурная схема сети показана на рис. 3.3. По результатам расчетов варианта радиально-магистральной сети напряжением 220 кВ (см. подразд. 3.5.2) принимаем на участках А-3, 3-2, 4-5 двухцепные линии с проводами АС-240/32.

Согласно структурной схеме сети (см. рис. 3.3), приближенный расчет потокораспределения в сети имеет следующие результаты:

$$S_{41} = S'_{m1} + S_{транз} = 85,328 + 76,269i \text{ МВА, } |S_{41}| = 114,446 \text{ МВА;}$$

$$S_{A4} = S'_{m4} + S_{41} + S_{45} = 50,31 + 56,297i + 85,328 + 76,269i + 40,233 + 34,074i = 175,871 + 166,64i \text{ МВА, } |S_{A4}| = 242,279 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем токи на участках 4-1 и А-4:

$$I_{41} = 150 \text{ А}; \quad F_{41} = 150 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A4} = 317,9 \text{ А}; \quad F_{A4} = 317,9 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, на участке 4-1 выбираем двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-240×32, а на участке А-4 – двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-300×39.

Технико-экономические характеристики проводов приведены в табл. 3.17 (см. прил. 5).

Таблица 3.17

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{дон},$ А	$r_o,$ Ом/км	$x_o,$ Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6},$ См/км	$q_o,$ МВАр/км	Масса, т	
							m_{al}	m_{cm}
А-1, 3-2 А-3, 4-5	2×АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248
А-4	2×АС-300×39	710	0,06	0,429	2,64	0,141	830	302

Уточненный расчет потокораспределения осуществляется следующим образом.

Участок А-4-5-1

Участок 4-5

$$Q_{c45} = U^2 \cdot b_{o45} \cdot L_{45} \cdot n = 6,292 \text{ МВАр};$$

$$S''_{45} = S'_{m5} - \frac{Q_{c45}}{2} i = 40,233 + 30,928i \text{ МВА}, \quad |S''_{45}| = 50,746 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{45} = \left(\frac{|S''_{45}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{o45} + x_{o45}i)}{n} \cdot L_{45} = 0,08 + 0,289i \text{ МВА};$$

$$S'_{45} = S''_{45} + \Delta S_{45} = 40,313 + 31,217i \text{ МВА};$$

$$S_{45} = P'_{45} + jQ'_{45} - \frac{Q_{c45}}{2} i = 40,313 + 28,071i \text{ МВА};$$

$$|S_{45}| = 49,123 \text{ МВА}.$$

Участок 4-1

$$Q_{c41} = U^2 \cdot b_{o41} \cdot L_{41} \cdot n = 3,775 \text{ МВАр};$$

$$S''_{41} = S'_{m1} - \frac{Q_{c41}}{2} i = 85,328 + 74,381i \text{ МВА}, \quad |S''_{41}| = 113,196 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{41} = \left(\frac{|S''_{41}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{o41} + x_{o41}i)}{n} \cdot L_{41} = 0,238 + 0,864i \text{ МВА};$$

$$S'_{41} = S''_{41} + \Delta S_{41} = 85,566 + 75,245i \text{ МВА};$$

$$S_{41} = P'_{41} + jQ'_{41} - \frac{Q_{c41}}{2}i = 85,566 + 73,358i \text{ МВА};$$

$$|S_{41}| = 112,707 \text{ МВА}.$$

Участок А-4

$$Q_{cA4} = U^2 \cdot b_{oA4} \cdot L_{A4} \cdot n = 7,667 \text{ МВАр};$$

$$S''_{A4} = S'_{m4} + S_{45} + S_{41} - \frac{Q_{cA4}}{2}i = 176,189 + 153,892i \text{ МВА};$$

$$|S''_{A4}| = 233,935 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{A4} = \left(\frac{|S''_{A4}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A4} + x_{0A4}i)}{n} \cdot L_{A4} = 1,662 + 7,276i \text{ МВА};$$

$$S'_{A4} = S''_{A4} + \Delta S_{A4} = 177,851 + 161,168i \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = P'_{A4} + jQ'_{A4} - \frac{Q_{cA4}}{2}i = 177,851 + 157,335i \text{ МВА};$$

$$|S_{A4}| = 237,456 \text{ МВА}.$$

Остальной расчет потокораспределения сведен в табл. 3.18.

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии:

$$S_{л} = 299,246 + 290,757i \text{ МВА}.$$

Таблица 3.18

Потоки мощности в ЛЭП 220 кВ

Участок	Q_c , МВАр	$S''_{участка}$, МВА	$\Delta S_{участка}$, МВА	$S_{участка}$, МВА
3-2	4,53	50,288+46,517i	0,105+0,38i	50,393+44,632i
А-3	3,775	120,794+133,132i	0,601+2,178i	121,395+133,422i
4-5	6,292	40,233+30,928i	0,08+0,289i	40,313+28,071i
4-1	3,775	85,328+74,381i	0,238+0,864i	85,566+73,358i
А-4	3,833	176,189+153,892i	1,662+7,276i	177,851+157,335i

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (см. прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{ном \Gamma} = \frac{P_{ном \Gamma}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА}.$$

Для работы по блочной схеме «генератор – трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/220 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$U_{BH} = 230 \text{ кВ}; U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \Delta P_{xx} = 120 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 380 \text{ кВт}; \\ U_{\kappa} = 11 \%; I_x = 0,55 \%.$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{m\mathcal{E}C} = 1,538 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = 41,049 \text{ МВАр}.$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции:

$$S_C = 300,785 + 331,807i \text{ МВА}.$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции

$$Q_T = 225,589 \text{ МВАр}.$$

Дефицит реактивной мощности в сети

$$Q_{def} = 106,218 \text{ МВАр}.$$

Принципиальная схема радиально-магистральной сети напряжением 220 кВ представлена на рис. 3.14. Открытое распределительное устройство пунктов 2, 3 и 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор», в пунктах 1 и 4 с семью и более присоединениями, применяется схема с двойной системой шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта рассмотренной сети по укрупненным показателям (см. прил. 2, 3, 6).

Капитальные вложения в линию

$$K_{ЛЭП} = 128492 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 59680 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции

$$K_{я} = 79320 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции

$$K_{m\mathcal{E}C} = 29760 \text{ тыс. руб.}$$

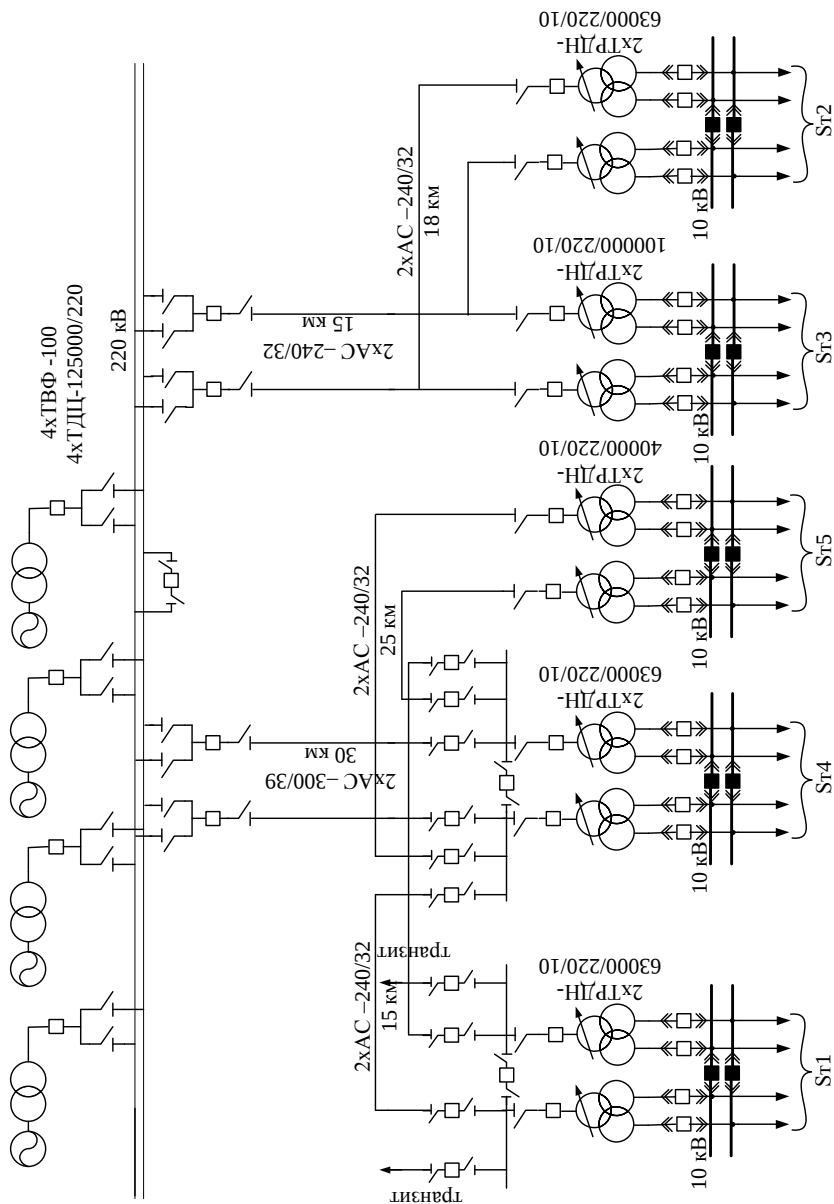


Рис. 3.14. Магистральная сеть с ответвлением напряжением 220 кВ

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции:

$$K_{яЭС} = 32400 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{н/ст} = 139000 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{ЭС} = 62160 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть

$$K = 329652 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию линии электропередачи (см. прил. 7):

$$И_{ЛЭП} = 15933 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{П} = 17702,08 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 2,686 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 16563,486 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах.

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{xx} = 1,204 \text{ МВт.}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\Delta P_{нагр} = 1,895 \text{ МВт,}$$

$$\Delta W_{тр} = 18628,824 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = 30434,661 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$И_{\Sigma} = 6086,932 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$И = 39722,02 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты

$$З = 79280,26 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P = 5,785 \text{ МВт.}$$

Потери напряжения в линиях электропередачи:

$$\Delta U_{41} = 1,438 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{32} = 1,042 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a3} = 2,475 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = 0,969 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a4} = 5,79 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_1 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{41} = 7,228 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{45} = 6,759 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_3 = \Delta U_{a3} + \Delta U_{32} = 3,517 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5

$$\Delta U_{нб1} = \frac{\Delta U_1}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{7,288}{110} = 3,286 \text{ \%}.$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{al} = \frac{3 \cdot (673 \cdot 33 \cdot 2 + 673 \cdot 15 \cdot 2 + 673 \cdot 18 \cdot 2 + 830 \cdot 30 \cdot 2 + 673 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 444,174 \text{ т}.$$

$$m_{cm} = \frac{3 \cdot (248 \cdot 33 \cdot 2 + 248 \cdot 15 \cdot 2 + 248 \cdot 18 \cdot 2 + 302 \cdot 30 \cdot 2 + 248 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 163 \text{ т}.$$

3.5.4. Кольцевая сеть с ответвлениями напряжением 220 кВ

Кольцевая сеть с ответвлениями напряжением 110 кВ не рассматривается, так как в данной сети на участке А-4 и А-3 необходимо применять линии с проводами не менее 6, что является нецелесообразным.

Структурная схема сети показана на рис. 3.4. По результатам расчетов варианта магистральной сети с ответвлениями напряжением 220 кВ (см. подразд. 3.5.3) принимаем на участках 4-5, 4-1 двухцепные линии с проводами АС-240/32.

Расчет потоков мощности на участках 4-5 и 4-1 осуществляется в подразд. 3.5.3. Таким образом, получим:

Участок 4-5

$$S_{45} = 40,313 + 28,071i \text{ МВА}, \quad |S_{45}| = 49,123 \text{ МВА};$$

Участок 4-1

$$S_{41} = 85,566 + 73,358i \text{ МВА}, \quad |S_{41}| = 112,707 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем потоки мощности на участках кольцевой сети согласно структурной схеме сети (рис. 3.15) с учетом уточненного расчета ответвлений:

$$S_2 = S'_{m2} = 50,288 + 48,782i \text{ MBA};$$

$$S_3 = S'_{m3} = 70,401 + 90,388i \text{ MBA};$$

$$S_4 = S'_{m4} + S_{41} + S_{45} = 176,189 + 157,725i \text{ MBA}.$$

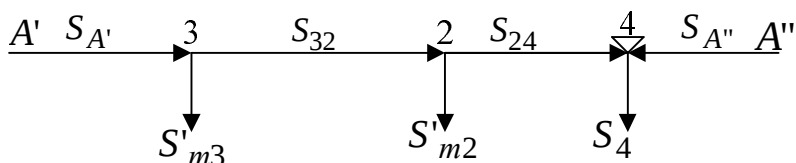


Рис. 3.15. Распределение потоков мощности на участках кольцевой сети

$$S_{A'} = \frac{S_4 \cdot L_{A4} + S'_{m2} \cdot (L_{A4} + L_{24}) + S'_{m3} \cdot (L_{A4} + L_{24} + L_{32})}{L_{A4} + L_{24} + L_{32} + L_{A3}};$$

$$S_{A'} = 153,64 + 161,813i \text{ MBA}, \quad |S_{A'}| = 223,134 \text{ MBA};$$

$$S_{A''} = \frac{S'_{m3} \cdot L_{A3} + S'_{m2} \cdot (L_{A3} + L_{32}) + S_4 \cdot (L_{A3} + L_{32} + L_{24})}{L_{A4} + L_{24} + L_{32} + L_{A3}};$$

$$S_{A''} = 143,239 + 135,083i \text{ MBA}, \quad |S_{A''}| = 196,887 \text{ MBA};$$

$$S_{32} = S_{A'} - S'_{m3} = 83,239 + 71,425i \text{ MBA}, \quad |S_{32}| = 109,682 \text{ MBA};$$

$$S_{24} = S_{32} - S'_{m2} = 32,95 + 22,643i \text{ MBA}, \quad |S_{24}| = 39,98 \text{ MBA};$$

$$S_{42} = S_{A''} - S_4 = -32,95 - 22,643i \text{ MBA}, \quad |S_{42}| = 39,98 \text{ MBA}.$$

Таким образом, точка потокоораздела находится в пункте 4.

Разобьем замкнутую сеть в точке потокоораздела на два участка, как показано на рис. 3.16.

Рассчитаем токи на участках:

$$I_{24} = 39,98 \text{ A}; \quad F_{24} = 39,98 \text{ мм}^2;$$

$$I_{32} = 287,842 \text{ A}; \quad F_{32} = 287,842 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A3} = 292,787 \text{ A}; \quad F_{A3} = 292,787 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A4} = 258,348 \text{ A}; \quad F_{A4} = 258,348 \text{ мм}^2;$$

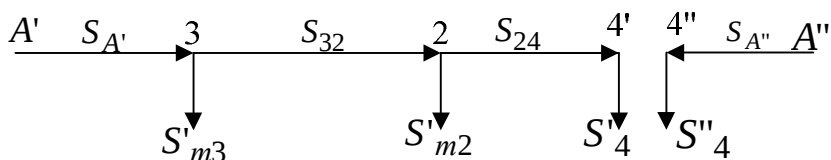


Рис. 3.16. Определение точки потокоораздела

Таким образом, на участке 2-4 выбираем одноцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-240×32, а на участке 3-2 – одноцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-300×39, на участке А-3 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-300×39, на А-4 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-240×32.

Проверим по длительно допустимому току в послеаварийном режиме головные участки сети, а именно: А-4 и А-3.

$$I_{A4ав} = \frac{|S_{A'} + S_{A''}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{|153,64 + 161,813i + 143,239 + 135,083i|}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 551 \text{ А.}$$

$I_{A4ав} = 551 \leq 605$, таким образом, выбранные провода на участке А-4 проходят по условиям нагрева максимальным током послеаварийного режима.

Технико-экономические характеристики проводов приведены в табл. 3.19 (см. прил. 5).

Таблица 3.19

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{доп}$, А	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	q_o , МВАр/км	Масса, т	
							$m_{ал}$	$m_{см}$
4-1, 4-5	2×АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248
2-4	АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248
3-2	АС-300×39	710	0,06	0,429	2,64	0,141	830	302
А-3	2×АС-300×39	710	0,06	0,429	2,64	0,141	830	302
А-4	2×АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248

Пересчитаем потоки мощности в кольцевой сети с учетом выбранных проводов:

$$S_{A'} = \frac{S_4 \cdot Z_{A4} + S'_{m2} \cdot (Z_{A4} + Z_{24}) + S'_{m3} \cdot (Z_{A4} + Z_{24} + Z_{32})}{Z_{A4} + Z_{24} + Z_{32} + Z_{A3}};$$

$$S_{A'} = 156,985 + 160,849i \text{ МВА}, \quad |S_{A'}| = 224,759 \text{ МВА};$$

$$S_{A''} = \frac{S'_{m3} \cdot Z_{A3} + S'_{m2} \cdot (Z_{A3} + Z_{32}) + S_4 \cdot (Z_{A3} + Z_{32} + Z_{24})}{Z_{A4} + Z_{24} + Z_{32} + Z_{A3}};$$

$$S_{A''} = 139,894 + 136,046i \text{ МВА}, \quad |S_{A''}| = 195,138 \text{ МВА};$$

$$S_{32} = S_{A'} - S'_{m3} = 86,583 + 70,461i \text{ МВА}, \quad |S_{32}| = 111,631 \text{ МВА};$$

$$S_{24} = S_{32} - S'_{m2} = 36,295 + 21,679i \text{ МВА}, \quad |S_{24}| = 42,277 \text{ МВА};$$

$$S_{42} = S_{A''} - S_4 = -36,295 - 21,679i \text{ МВА}, \quad |S_{42}| = 42,277 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем потоки мощности на участках рассматриваемой сети. В точке потококораздела сеть делим на 2 участка А-3-2-4 и А-4, рассчитываем потоки мощности на этих участках, как на магистральном участке (А-3-2-4') и радиальном (А-4'').

Участок А-3-2-4'

Ведем расчет с конца линии, то есть от пункта 4'-2-3-А.

$$Q_{c24} = U^2 \cdot b_{o24} \cdot L_{24} \cdot n = 1,888 \text{ МВАр;}$$

$$S''_{24} = S_{24} - \frac{Q_{c24}}{2} i = 36,295 + 20,735i \text{ МВА, } |S''_{24}| = 41,8 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{24} = \left(\frac{|S''_{24}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{024} + x_{024}i)}{n} \cdot L_{24} = 0,065 + 0,236i \text{ МВА;}$$

$$S'_{24} = S''_{24} + \Delta S_{24} = 36,36 + 20,971i \text{ МВА;}$$

$$S_{24} = P'_{24} + jQ'_{24} - \frac{Q_{c24}}{2} i = 36,36 + 20,027i \text{ МВА;}$$

$$|S_{24}| = 41,511 \text{ МВА.}$$

Участок 3-2

$$Q_{c32} = U^2 \cdot b_{o32} \cdot L_{32} \cdot n = 2,3 \text{ МВАр;}$$

$$S''_{32} = S'_{m2} + S_{24} - \frac{Q_{c32}}{2} i = 86,648 + 67,659i \text{ МВА;}$$

$$|S''_{32}| = 109,935 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{32} = \left(\frac{|S''_{32}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{032} + x_{032}i)}{n} \cdot L_{32} = 0,44 + 1,928i \text{ МВА;}$$

$$S'_{32} = S''_{32} + \Delta S_{32} = 87,089 + 69,587i \text{ МВА;}$$

$$S_{32} = P'_{32} + jQ'_{32} - \frac{Q_{c32}}{2} i = 87,089 + 68,37i \text{ МВА;}$$

$$|S_{32}| = 110,762 \text{ МВА.}$$

Участок А-3

$$Q_{cA3} = U^2 \cdot b_{oA3} \cdot L_{A3} \cdot n = 3,833 \text{ МВАр;}$$

$$S''_{A3} = S'_{m3} + S_{32} - \frac{Q_{cA3}}{2} i = 157,49 + 156,908i \text{ МВА;}$$

$$|S''_{A3}| = 222,314 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{A3} = \left(\frac{|S''_{A3}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A3} + x_{0A3}i)}{n} \cdot L_{A3} = 0,751 + 3,286i \text{ МВА;}$$

$$S'_{A3} = S''_{A3} + \Delta S_{A3} = 158,241 + 160,194i \text{ МВА};$$

$$S_{A3} = P'_{A3} + jQ'_{A3} - \frac{Q_{cA3}}{2}i = 158,241 + 158,277i \text{ МВА};$$

$$|S_{A3}| = 223,812 \text{ МВА}.$$

Участок А-4

$$Q_{cA4} = U^2 \cdot b_{oA4} \cdot L_{A4} \cdot n = 7,55 \text{ МВАр};$$

$$S''_{A4} = S_{A''} - \frac{Q_{cA4}}{2}i = 139,894 + 132,271i \text{ МВА};$$

$$|S''_{A4}| = 192,525 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{A4} = \left(\frac{|S''_{A4}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{(r_{0A4} + x_{0A4}i)}{n} \cdot L_{A4} = 1,378 + 4,997i \text{ МВА};$$

$$S'_{A4} = S''_{A4} + \Delta S_{A4} = 141,272 + 137,268i \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = P'_{A4} + jQ'_{A4} - \frac{Q_{cA4}}{2}i = 141,272 + 133,493i \text{ МВА};$$

$$|S_{A4}| = 194,366 \text{ МВА}.$$

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии

$$S_{Л} = S_{A4} + S_{A3} = 299,513 + 291,77i \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (см. прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{ном Г} = \frac{P_{ном Г}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА}.$$

Для работы по блочной схеме «генератор–трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/220 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$U_{BH} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \quad \Delta P_{xx} = 120 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{кз} = 380 \text{ кВт}; \\ U_{к} = 11 \%; \quad I_{x} = 0,55 \%.$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{mЭС} = 1,543 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = 41,214 \text{ МВАр}.$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции

$$S_C = 301,056 + 332,985i \text{ МВА.}$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции

$$Q_{\Gamma} = 225,7925 \text{ МВАр.}$$

Дефицит реактивной мощности в сети

$$Q_{\text{деф}} = 107,193 \text{ МВАр.}$$

Принципиальная схема кольцевой сети с ответвлениями напряжением 220 кВ представлена на рис. 3.17. Открытое распределительное устройство пункта 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор» пункт 1 – схема с одинарной секционированной системой шин; в пункте 4 с числом присоединений более семи применяется схема с двойной системой шин; в пункте 2 – схема мостика с выключателями со стороны питающих линий (применяется при длине питающих линий более 5 км); в пункте 3 – схема двойного мостика. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта рассмотренной сети по укрупненным показателям (см. прил. 2, 3, 6).

Капитальные вложения в линию

$$K_{\text{ЛЭП}} = 153652 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 59680 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН И РУ НН подстанции

$$K_{\text{я}} = 99080 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции

$$K_{\text{мЭС}} = 29760 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции

$$K_{\text{яЭС}} = 32400 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{\text{н/ст}} = 158760 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{\text{ЭС}} = 62160 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть

$$K = 374572 \text{ тыс. руб.}$$

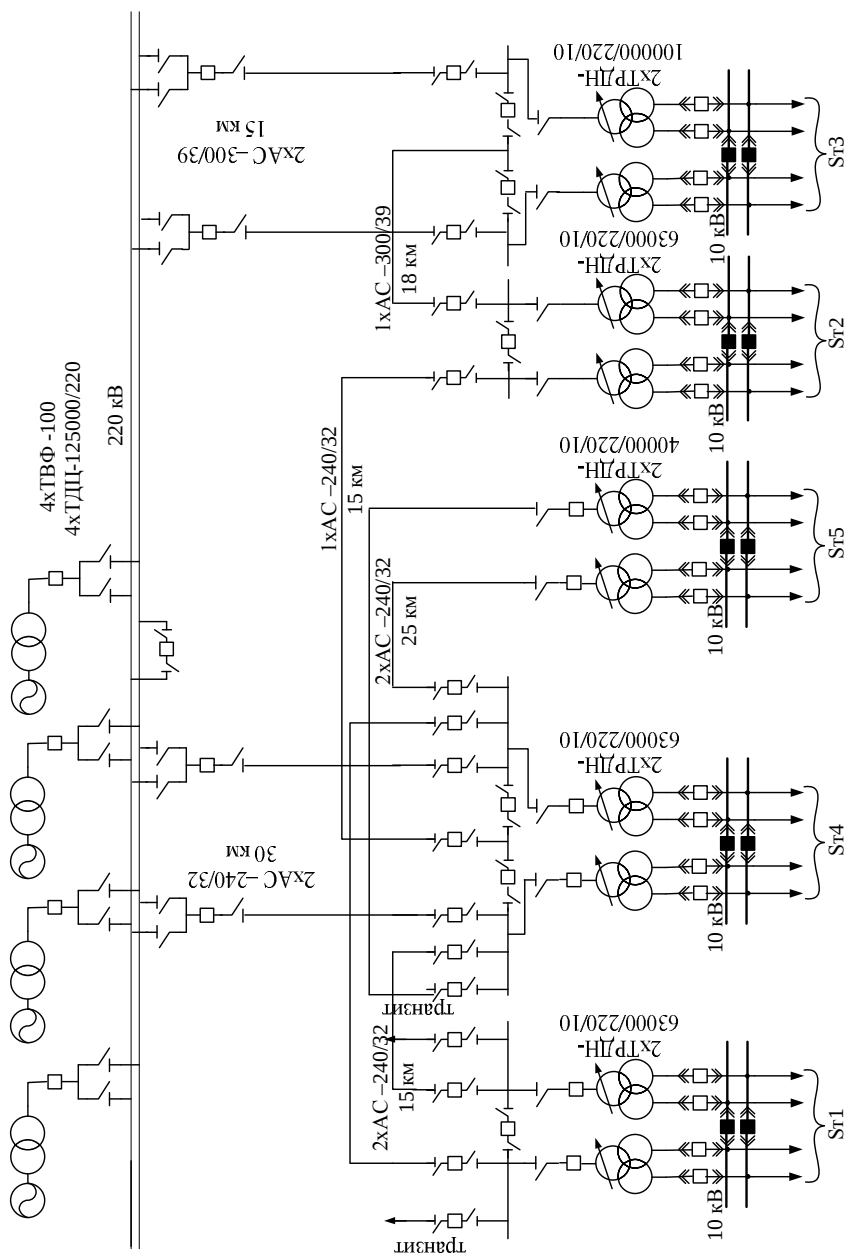


Рис. 3.17. Кольцевая сеть с ответвлением напряжением 220 кВ

Издержки на эксплуатацию линии электропередачи (см. прил. 7):

$$I_{ЛЭП} = 19053 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{II} = 19441 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 2,953 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 12818,849 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах.

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{xx} = 1,204 \text{ МВт.}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\Delta P_{нагр} = 1,895 \text{ МВт.}$$

$$\Delta W_{тр} = 18628,824 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = 31612,612 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$I_{\mathcal{O}} = 6322,522 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$I = 44816,33 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты

$$З = 89764,97 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P = 6,056 \text{ МВт.}$$

Потери напряжения в линиях электропередачи

$$\Delta U_{41} = 1,438 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{32} = 3,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a3} = 2,843 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = 0,969 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a4} = 5,115 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{24} = 0,891 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_1 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{41} = 6,553 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{45} = 6,084 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_3 = \Delta U_{a3} + \Delta U_{32} + \Delta U_{24} + \Delta U_{45} = 7,804 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_4 = \Delta U_{a3} + \Delta U_{32} + \Delta U_{24} + \Delta U_{41} = 8,273 \text{ кВ.}$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5

$$\Delta U_{нб1} = \frac{\Delta U_4}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{8,273}{220} = 3,76 \text{ \%}.$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{ал} = 433 \text{ т.}$$

$$m_{ст} = 159 \text{ т.}$$

3.5.5. Магистральная сеть двух напряжений (110 и 220 кВ) с ответвлениями

На рис. 3.5 показана конфигурация магистральной сети с ответвлениями двух напряжений (110 и 220 кВ). В пункте 4 предполагается установить трехфазные трехобмоточные автотрансформаторы с обмотками напряжением 230, 121 и 10,5 кВ.

Трансформаторы в пунктах 1, 2 и 5 принимаем на напряжение 110 кВ (см. табл. 3.5, 3.11), в пункте 3 – на напряжение 220 кВ (см. табл. 3.4)

Определим нагрузки на обмотках автотрансформатора в пункте 4.

Нагрузка на обмотках 121 кВ:

$$S_{4сн} = S'_{m1} + S'_{m2} + S'_{m5} + S_{транз} = 150,712 + 132,468i \text{ МВА};$$

$$|S_{4сн}| = 236,284 \text{ МВА.}$$

Нагрузка на обмотках 10,5 кВ:

$$S_{4нн} = S_{m4} = 50 + 51,01i \text{ МВА};$$

$$|S_{4нн}| = 71,429 \text{ МВА.}$$

Нагрузка на обмотках 230 кВ:

$$S_{4вн} = S_{4сн} + S_{4нн} = 150,712 + 132,468i + 50 + 51,01i = \\ = 225,712 + 208,984i \text{ МВА};$$

$$|S_{4вн}| = 307,603 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке на четвертой подстанции 2 автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/220/110. Номинальные характеристики автотрансформатора приняты по прил. 10:

$$U_{квс} = 11\%;$$

$$U_{квн} = 32\%;$$

$$U_{ксн} = 20\%;$$

$$\Delta P_{xx} = 145 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 520 \text{ кВт};$$

$$I_x = 0,5\%.$$

Рассчитаем потери мощности в автотрансформаторе в пункте 4, для этого определим напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток формулам (2.17)–(2.19):

$$U_{кв} = \frac{U_{квн} + U_{квс} - U_{ксн}}{2} = \frac{32 + 11 - 20}{2} = 11,5 \%;$$

$$U_{кс} = \frac{U_{квс} + U_{ксн} - U_{квн}}{2} = \frac{11 + 20 - 32}{2} = -0,5 = 0 \%;$$

$$U_{кн} = \frac{U_{квн} + U_{ксн} - U_{квс}}{2} = \frac{32 + 20 - 11}{2} = 20,5 \%.$$

По формулам (2.22) и (2.23) определим потери мощности в автотрансформаторе:

$$\Delta P_{ат} = 2 \cdot 145 + \frac{260}{2} \cdot \left(\frac{307,6}{250} \right)^2 + \frac{260}{2} \cdot \left(\frac{236,3}{250} \right)^2 + \frac{130}{2} \cdot \left(\frac{71,4}{125} \right)^2 =$$

$$= 0,614 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{ат} = 2 \cdot \frac{0,5}{100} \cdot 250 + \frac{11,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{307,6^2}{250} + \frac{0}{2 \cdot 100} \cdot \frac{236,3^2}{250} + \frac{20,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{71,4^2}{125} =$$

$$= 28,446 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S_{ат} = \Delta P_{ат} + \Delta Q_{ат} = 0,614 + 28,446i \text{ МВА}.$$

Таким образом, мощности, протекающие по участкам сети напряжением 110 кВ:

$$S_{41} = S'_{m1} + S_{мрпнз} = 60,274 + 50,317i + 25 + 25,505i =$$

$$= 85,274 + 75,823i \text{ МВА}, \quad |S_{41}| = 114,108 \text{ МВА};$$

$$S_{42} = S'_{m2} = 50,237 + 48,43i \text{ МВА}, \quad |S_{42}| = 69,78 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S'_{m5} = 40,201 + 33,721i \text{ МВА}, \quad |S_{45}| = 52,471 \text{ МВА}.$$

Мощности, протекающие по участкам сети напряжением 220 кВ:

$$S_{A3} = S'_{m3} = 70,401 + 90,388i = 120,634 + 138,6i \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = S_{4сн} + S_4 + \Delta S_{ам} = 175,712 + 157,973i + 50 + 51,01i +$$

$$+ 0,614 + 28,446i = 226,325 + 237,43i \text{ МВА}, \quad |S_{A4}| = 328,018 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем токи на участках:

$$I_{41} = 599 \text{ А}; \quad F_{41} = 149,728 \text{ мм}^2;$$

$$I_{42} = 366,245 \text{ А}; \quad F_{42} = 183,124 \text{ мм}^2;$$

$$I_{45} = 275,4 \text{ А}; \quad F_{45} = 137,701 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A3} = 301 \text{ А}; F_{A3} = 150,5 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A4} = 861 \text{ А}; F_{A4} = 430,5 \text{ мм}^2.$$

На участке 4-1 выбираем две двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-150×24, на участке 4-2 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-185×29, на участке А-3 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-150×24, на А-3 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-240×32, на А-4 – двухцепную линию на железобетонных опорах с проводами АС-500×64.

Технико-экономические характеристики проводов приведены в табл. 3.20 (см. прил. 5).

Таблица 3.20

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{доп}$, А	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	q_o , МВАр/км	Масса, т	
							m_{al}	m_{cm}
4-1	2×2×АС-150/24	450	0,198	0.420	2,70	0,036	409	190
4-2	2×АС-185/29	510	0.162	0.413	2,75	0,037	500	228
4-5	2×АС-150/24	450	0.198	0.42	2,70	0.036	409	190
А-3	2×АС-240/32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248
А-4	2×АС-500/64	945	0,06	0,413	2,74	0,146	1354	498

Рассчитаем потоки мощности на участках рассматриваемой сети.

Участок 4-1

$$Q_{c41} = 1,96 \text{ МВАр};$$

$$S''_{41} = 85,274 + 74,843i \text{ МВА}, \quad |S''_{41}| = 113,459 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{14} = 0,79 + 1,676i \text{ МВА};$$

$$S'_{41} = 86,064 + 76,518i \text{ МВА};$$

$$S_{41} = 86,064 + 75,538i \text{ МВА}, \quad |S_{41}| = 114,512 \text{ МВА}.$$

Участок 4-5

$$Q_{c45} = 1,633 \text{ МВАр};$$

$$S''_{45} = 40,201 + 32,904i \text{ МВА}, \quad |S''_{45}| = 51,95 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{45} = 0,552 + 1,171i \text{ МВА};$$

$$S'_{45} = 40,753 + 34,075i \text{ МВА};$$

$$S_{45} = 40,753 + 33,259i \text{ МВА}, \quad |S_{45}| = 52,602 \text{ МВА}.$$

Участок 4-2

$$Q_{c42} = 0,998 \text{ МВАр};$$

$$S''_{42} = 50,237 + 47,93i \text{ МВА}, \quad |S''_{42}| = 69,434 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{42} = 0,484 + 1,234i \text{ МВА};$$

$$S'_{42} = 50,721 + 49,165i \text{ МВА};$$

$$S_{42} = 50,721 + 48,665i \text{ МВА}, \quad |S_{42}| = 70,292 \text{ МВА}.$$

Участок А-4

$$Q_{cA4} = 7,957 \text{ МВАр};$$

$$\begin{aligned} S''_{A4} &= S_4 + \Delta S_{am} + S_{41} + S_{42} + S_{45} - \frac{Q_{cA4}}{2} i = \\ &= 228,151 + 232,94i \text{ МВА}, \quad |S''_{A4}| = 326,058 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta S_{A4} = 1,977 + 13,608i \text{ МВА};$$

$$S'_{A4} = 230,128 + 246,548i \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = 230,128 + 242,569i \text{ МВА}, \quad /_{\text{км}} |S_{A4}| = 334,363 \text{ МВА}.$$

Участок А-3

$$Q_{cA3} = 3,775 \text{ МВАр};$$

$$S''_{A3} = 70,401 + 88,5i \text{ МВА}, \quad |S''_{A3}| = 113,087 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{A3} = 0,238 + 0,862i \text{ МВА};$$

$$S'_{A3} = 70,639 + 89,362i \text{ МВА};$$

$$S_{A3} = 70,639 + 87,474i \text{ МВА}, \quad |S_{A3}| = 112,435 \text{ МВА}.$$

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии

$$S_{\text{Л}} = S_{A3} + S_{A4} = 300,767 + 330,044i \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (см. прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{\text{ном Г}} = \frac{P_{\text{ном Г}}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА}.$$

Для работы по блочной схеме «генератор–трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/220 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$\begin{aligned} U_{BH} &= 230 \text{ кВ}; \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \quad \Delta P_{xx} = 120 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{кз} = 380 \text{ кВт}; \\ U_{\text{к}} &= 11 \%; \quad I_x = 0,55 \%. \end{aligned}$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{m\text{ЭС}} = 1,756 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m2} = 44,622 \text{ МВАр.}$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции:

$$S_C = 302,523 + 374,666i \text{ МВА.}$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции:

$$Q_G = 226,892 \text{ МВАр.}$$

Дефицит реактивной мощности в сети составляет:

$$Q_{\text{деф}} = 147,773 \text{ МВАр.}$$

Принципиальная схема сети двух напряжений представлена на рис. 3.18. Открытое распределительное устройство пунктов 2, 3, 4 и 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор», в пункте 1 с шестью присоединениями, применяется схема с двойной системой шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта рассмотренной сети по укрупненным показателям (см. прил. 2, 3, 6).

Капитальные вложения в линию

$$K_{\text{ЛЭП}} = 174960 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 63088 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции

$$K_{\text{я}} = 48884 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции

$$K_{m\text{ЭС}} = 22400 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции

$$K_{\text{яЭС}} = 32400 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{n/cm} = 111972 \text{ тыс. руб.}$$

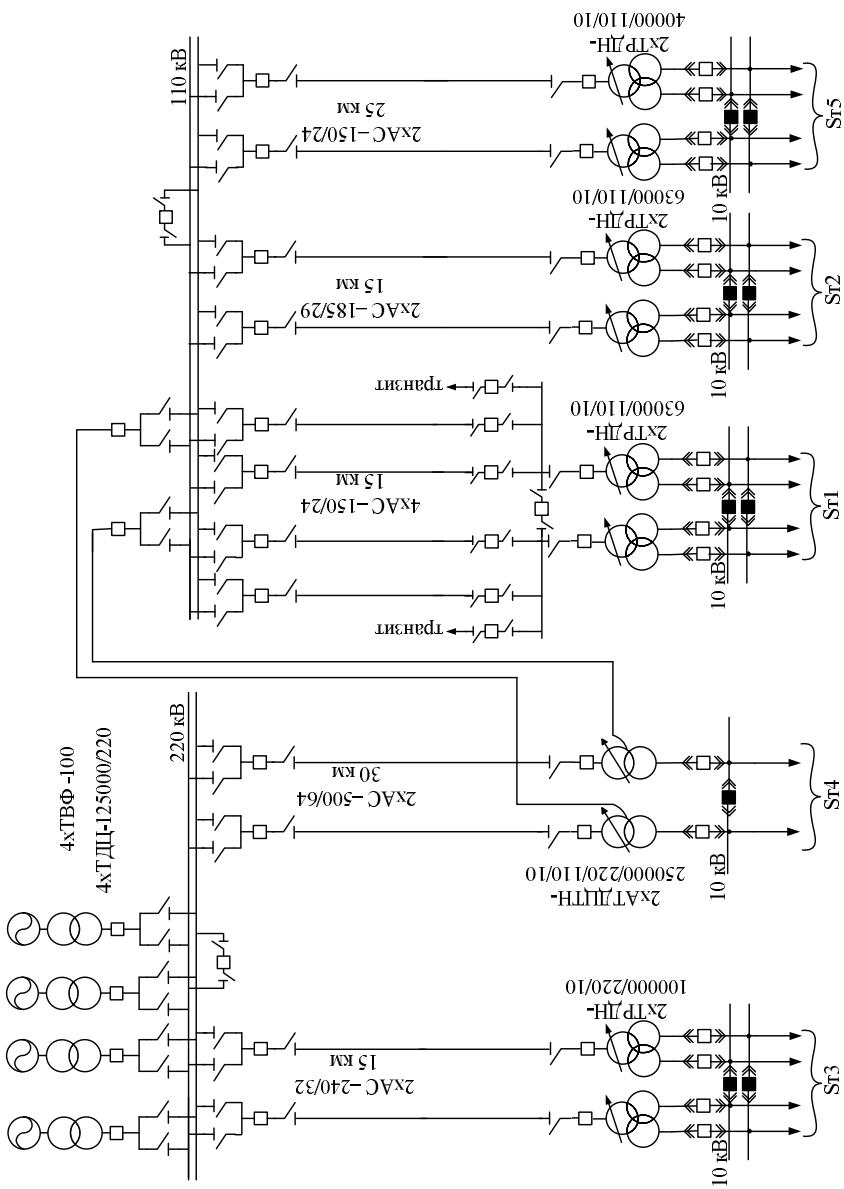


Рис. 3.18. Магистральная сеть с ответвлениями напряжением 220 кВ и 110 кВ

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{ЭС} = 54800 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть

$$K = 341732 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию линии электропередачи (см. прил. 7):

$$I_{ЛЭП} = 21695,04 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{П} = 14676 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 4,041 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 17543,845 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах.

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{xx} = 1,242 \text{ МВт.}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\Delta P_{нагр} = 1,938 \text{ МВт.}$$

$$\Delta W_{тр} = 19294,457 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = 36838,302 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$I_{э} = 7367,66 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$I = 43738,636 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты:

$$З = 84746,476 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P = 7,221 \text{ МВт};$$

Потери напряжения в линиях электропередачи:

$$\Delta U_{41} = 1,662 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{41} = 1,51 \text{ } \%$$

$$\Delta U_{42} = 1,931 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{42} = 1,755 \text{ } \%$$

$$\Delta U_{45} = 2,504 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{45} = 2,276 \text{ } \%$$

$$\Delta U_{a4} = 7,772 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{a4} = 3,53 \text{ } \%$$

$$\Delta U_{a3} = 1,586 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{a3} = 0,72 \text{ } \%$$

Рассчитаем потери напряжения в автотрансформаторе:

$$\Delta U_{вн} = \frac{P_{a4} \cdot (r_{a4} + r_{атвн}) + Q_{a4} \cdot (x_{a4} + x_{атвн})}{U_{ном}^2} \cdot 100\% ;$$

$$\Delta U_{сн} = \frac{P_{a4} \cdot r_{атсн} + Q_{a4} \cdot x_{атсн}}{U_{ном}^2} \cdot 100\% .$$

Значения активной и реактивной мощностей на участке А-4 примем из расчета, значение сопротивления линий электропередачи примем из предыдущих расчетов:

$$r_{a4} = 0,9 \text{ Ом};$$

$$x_{a4} = 6,195 \text{ Ом};$$

Сопротивление обмоток автотрансформатора на напряжение 110 кВ и 220 кВ примем по (прил. 10):

$$\Delta U_{вн} = \frac{230,139 \cdot \left(0,9 + \frac{0,5}{2}\right) + 242,57 \cdot \left(6,195 + \frac{48,6}{2}\right)}{220^2} \cdot 100\% = 15,83\% ;$$

$$\Delta U_{сн} = \frac{230,139 \cdot \frac{0,5}{2} + 0}{110^2} \cdot 100\% = 0,475\% ;$$

$$\Delta U_1 = \Delta U_{a4} + \Delta U_{вн} + \Delta U_{сн} + \Delta U_{41} = 21,345\% ;$$

$$\Delta U_2 = U_{a4} + \Delta U_{вн} + \Delta U_{сн} + \Delta U_{45} = 22,111\% ;$$

$$\Delta U_3 = U_{a4} + \Delta U_{вн} + \Delta U_{сн} + \Delta U_{42} = 21,59\% .$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5 определяется:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_3 = 22,111\% .$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{al} = 484 \text{ т};$$

$$m_{ст} = 195 \text{ т} .$$

3.5.6. Техничко-экономические показатели вариантов сети

Техничко-экономические показатели вариантов сети приведены в табл. 3.21.

Из анализа технико-экономических показателей рассмотренных вариантов сети следует, что приведенные затраты радиально-магистральной и магистральной с ответвлениями сетей напряжением 220 кВ практически одинаковы (отличаются менее чем на 5%), но у радиально-

магистральной сети меньше суммарные потери активной мощности, потери напряжения и дефицит реактивной мощности. Поэтому он принимается для дальнейшей детальной проработки и последующей реализации.

Таблица 3.21

Технико-экономические показатели вариантов сети

Характеристики вариантов сети	Единицы измерения	Названия вариантов сети				
		Радиально-магистральная		Магистральная с ответвлениями	Кольцевая с ответвлениями	Магистральная с ответвлениями
Номинальное напряжение сети	кВ	110	220	220	220	110/220
Капитальные вложения	тыс. руб.	317120	330384	329652	374572	341732
Ежегодные издержки на эксплуатацию сети	тыс. руб.	43160	39731	39722	44816	43739
Приведенные затраты	тыс. руб.	81214	79378	79280	89765	84746
Суммарные потери активной мощности в сети	кВт	9078	4908	5785	6056	7221
Наибольшая потеря напряжения	%	5,744	1,6	3,3	3,12	5,81
Дефицит реактивной мощности	МВАр	119,09	96,945	106,218	107,19	147,773
Расход металла на провода сети: алюминий сталь	т	546	489	444	433	484
	т	241	225	163	159	195

3.6. Уточненный расчет магистральной сети напряжением 220 кВ

3.6.1. Выбор и распределение в сети источников реактивной мощности

В предварительном расчете этого варианта сети определена по балансу мощностей величина дефицита реактивной мощности $Q_{\text{деф}} = 96,945$ МВАр. Принимаем суммарную мощность компенсирующих

устройств в электрической сети равной дефициту реактивной мощности, то есть

$$Q_K = Q_{K1} + Q_{K2} + Q_{K3} + Q_{K4} + Q_{K5} = 96,945,$$

где Q_{K1} , Q_{K2} , Q_{K3} , Q_{K4} , Q_{K5} - неизвестные мощности компенсирующих устройств, которые требуется установить на понизительных подстанциях.

Выполним распределение компенсирующих устройств в сети методом неопределенных множителей Лагранжа [4]. Условием экономической целесообразности размещения компенсирующих устройств в радиальной сети является

$$(Q_i - Q_{Ki}) \cdot R_i \cdot \tau_i = \text{const}.$$

При определении потерь электроэнергии принималось одно значение $\tau = 4342$ ч. Тогда условие экономической целесообразности размещения компенсирующих устройств может быть записано в следующем виде:

$$(Q_i - Q_{Ki}) \cdot R_i = \text{const}.$$

Для того чтобы воспользоваться этим условием, приведем радиально-магистральную сеть к радиальной, используя метод эквивалентирования [14]. С учетом возможности представления двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения при одинаковой загрузке расщепленных обмоток схемой замещения обычного трансформатора расчетная схема замещения примет вид, показанный на рис. 3.19. Компенсирующие устройства подключаются к шинам вторичного напряжения понизительных подстанций. Поскольку расчетные схемы всех подстанций одинаковы, можно вести расчет только для одного трансформатора подстанции и одной цепи линии.

Величины активных сопротивлений трансформаторов R_{mi} (см. рис. 3.19) приняты согласно прил. 3:

$$R_{m1} = 3,532 \text{ Ом}, R_{m2} = 3,532 \text{ Ом}, R_{m3} = 1,799 \text{ Ом},$$

$$R_{m4} = 3,532 \text{ Ом}, R_{m5} = 5,62 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления линий были определены ранее:

$$R_{a1} = 3,96 \text{ Ом}, R_{a3} = 1,8 \text{ Ом}, R_{32} = 2,16 \text{ Ом},$$

$$R_{a4} = 3,6 \text{ Ом}, R_{45} = 3 \text{ Ом}.$$

Реактивные нагрузки подстанций:

$$Q_1 = 45 \text{ МВАр}, Q_2 = 44,096 \text{ МВАр}, Q_3 = 81,84 \text{ МВАр},$$

$$Q_4 = 51 \text{ МВАр}, Q_5 = 30 \text{ МВАр}.$$

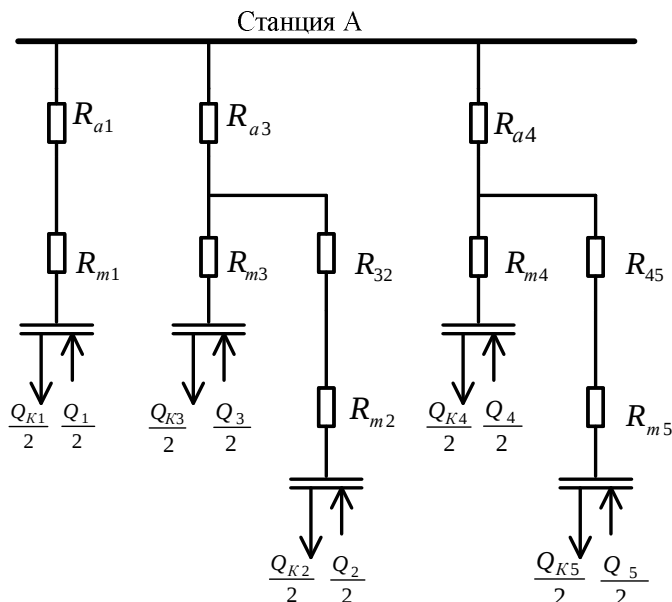


Рис. 3.19. Расчетная схема замещения сети для задачи КРМ

Дефицит реактивной мощности в электрической сети $Q_{\text{деф}}=96,945$ МВАр. Приведем расчетную схему радиально-магистральной сети к радиальной схеме (рис. 3.20). Для этого рассчитаем сопротивления ее лучей:

$$R_2 = R_{m2} + R_{32} = 3,532 + 2,16 = 5,692 \text{ Ом};$$

$$R_3 = R_{m3} = 1,799 \text{ Ом}.$$

Критерием эквивалентности преобразований служит равенство потерь активной мощности в исходной и преобразованной схемах:

$$\left(\frac{Q_{332}}{2}\right)^2 \cdot R_{332} = \left(\frac{Q_2}{2}\right)^2 \cdot R_2 + \left(\frac{Q_3}{2}\right)^2 \cdot R_3;$$

$$Q_{332} = Q_2 + Q_3 = 44,096 + 81,84 = 125,94 \text{ МВАр};$$

$$\left(\frac{125,94}{2}\right)^2 \cdot R_{332} = \left(\frac{44,096}{2}\right)^2 \cdot 5,692 + \left(\frac{81,84}{2}\right)^2 \cdot 1,799;$$

Откуда

$$R_{332} = 1,46 \text{ Ом}.$$

$$R_5 = R_{m5} + R_{45} = 3 + 5,62 = 8,62 \text{ Ом};$$

$$R_4 = R_{m4} = 3,532 \text{ Ом}.$$

$$\left(\frac{Q_{\text{э}45}}{2}\right)^2 \cdot R_{\text{э}45} = \left(\frac{Q_4}{2}\right)^2 \cdot R_4 + \left(\frac{Q_5}{2}\right)^2 \cdot R_5;$$

$$Q_{\text{э}45} = Q_4 + Q_5 = 51 + 30 = 81 \text{ МВАр};$$

$$\left(\frac{81}{2}\right)^2 \cdot R_{\text{э}45} = \left(\frac{51}{2}\right)^2 \cdot 3,532 + \left(\frac{30}{2}\right)^2 \cdot 8,62;$$

Откуда

$$R_{\text{э}45} = 2,58 \text{ Ом.}$$

Таким образом, получим:

$$R_{\text{э}a3} = R_{a3} + R_{\text{э}32} = 1,8 + 1,46 = 3,26 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э}a4} = R_{a4} + R_{\text{э}45} = 3,6 + 2,58 = 6,18 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э}a1} = R_{a1} + R_{m1} = 3,96 + 3,532 = 7,492 \text{ Ом.}$$

Получим расчетную схему, изображенную на рис. 3.20.

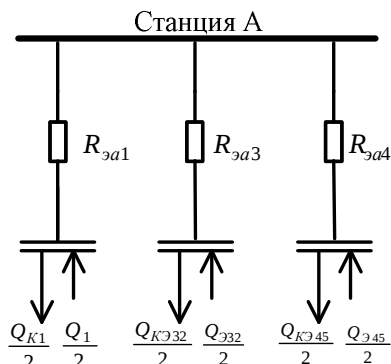


Рис. 3.20. Расчетная эквивалентная схема сети

Составим для этой схемы систему уравнений с тремя неизвестными Q_{K1} , $Q_{K\text{э}32}$, $Q_{K\text{э}45}$. Примем $Q_{K\Sigma} = Q_{\text{деф}}$. Система уравнений имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{Q_{K\Sigma}}{2} = \frac{Q_{K1}}{2} + \frac{Q_{K\text{э}32}}{2} + \frac{Q_{K\text{э}45}}{2}, \\ \left(\frac{Q_1}{2} - \frac{Q_{K1}}{2}\right) \cdot R_{\text{э}a1} = \left(\frac{Q_{\text{э}32}}{2} - \frac{Q_{K\text{э}32}}{2}\right) \cdot R_{\text{э}a3}, \\ \left(\frac{Q_{\text{э}32}}{2} - \frac{Q_{K\text{э}32}}{2}\right) \cdot R_{\text{э}a3} = \left(\frac{Q_{\text{э}45}}{2} - \frac{Q_{K\text{э}45}}{2}\right) \cdot R_{\text{э}a4} \end{cases}.$$

$$\begin{cases} 96,945 = Q_{K1} + Q_{K\text{Э}32} + Q_{K\text{Э}45}, \\ \left(\frac{45}{2} - \frac{Q_{K1}}{2}\right) \cdot 7,492 = \left(\frac{125,94}{2} - \frac{Q_{K\text{Э}32}}{2}\right) \cdot 1,46, \\ \left(\frac{125,94}{2} - \frac{Q_{K\text{Э}32}}{2}\right) \cdot 1,46 = \left(\frac{81}{2} - \frac{Q_{K\text{Э}45}}{2}\right) \cdot 2,58. \end{cases}$$

Решая эту систему, получим:

$$Q_{K1} = 27,965 \text{ МВАр}, \quad Q_{K\text{Э}32} = 37,87 \text{ МВАр}, \quad Q_{K\text{Э}45} = 31,11 \text{ МВАр}.$$

Для определения Q_{K2} и Q_{K3} решаем систему уравнений, получим:

$$\begin{cases} \frac{Q_{K\text{Э}32}}{2} = \frac{Q_{K2}}{2} + \frac{Q_{K3}}{2}, \\ \left(\frac{Q_2}{2} - \frac{Q_{K2}}{2}\right) \cdot R_2 = \left(\frac{Q_3}{2} - \frac{Q_{K3}}{2}\right) \cdot R_{m3}, \\ \frac{37,87}{2} = \frac{Q_{K2}}{2} + \frac{Q_{K3}}{2}, \\ \left(\frac{44,1}{2} - \frac{Q_{K2}}{2}\right) \cdot 5,692 = \left(\frac{81,84}{2} - \frac{Q_{K3}}{2}\right) \cdot 1,799. \end{cases}$$

Решая эту систему, получим:

$$Q_{K2} = 22,95 \text{ МВАр}, \quad Q_{K3} = 14,91 \text{ МВАр}.$$

Для определения Q_{K4} и Q_{K5} решаем систему уравнений, получим:

$$\begin{cases} \frac{Q_{K\text{Э}45}}{2} = \frac{Q_{K4}}{2} + \frac{Q_{K5}}{2}, \\ \left(\frac{Q_4}{2} - \frac{Q_{K4}}{2}\right) \cdot R_{m4} = \left(\frac{Q_5}{2} - \frac{Q_{K5}}{2}\right) \cdot R_5, \\ \frac{31,11}{2} = \frac{Q_{K4}}{2} + \frac{Q_{K5}}{2}, \\ \left(\frac{51}{2} - \frac{Q_{K4}}{2}\right) \cdot 3,532 = \left(\frac{30}{2} - \frac{Q_{K5}}{2}\right) \cdot 8,62. \end{cases}$$

Решая эту систему, получим:

$$Q_{K4} = 15,613 \text{ МВАр}, \quad Q_{K5} = 15,497 \text{ МВАр}.$$

Используя прил. 11, выбираем компенсирующие устройства для каждой из подстанций пропорционально количеству секций напряжением 10 кВ:

пункт 1 – конденсаторная установка 24×УК-10-1125 УЗ суммарной мощностью 27 МВАр;

пункт 2 – конденсаторная установка 16×УКЛ-10-1350 УЗ суммарной мощностью 21,6 МВАр;

пункт 3 – конденсаторная установка 16×УК-10-900 УЗ суммарной мощностью 14,4 МВАр;

пункт 4 – конденсаторная установка 16×УК-10-900 УЗ суммарной мощностью 14,4 МВАр;

пункт 5 – конденсаторная установка 16×УК-10-900 УЗ суммарной мощностью 14,4 МВАр.

С учетом компенсирующих устройств мощности нагрузок на стороне 10 кВ подстанции составляют:

$$S_1 = 60 + 45i - 27i = 60 + 18i \text{ МВА}; \quad |S_1| = 62,642 \text{ МВА};$$

$$S_2 = 50 + 44i - 21,6i = 50 + 22,496i \text{ МВА}, \quad |S_2| = 54,828 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 70 + 81,839i - 14,4i = 70 + 67,439i \text{ МВА}, \quad |S_3| = 97,201 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 50 + 51i - 14,4i = 50 + 36,6i \text{ МВА}, \quad |S_4| = 61,97 \text{ МВА};$$

$$S_5 = 40 + 30i - 14,4i = 40 + 15,6i \text{ МВА}, \quad |S_5| = 42,934 \text{ МВА}.$$

По нагрузкам на стороне 10 кВ подстанции примем к установке трансформаторы, номинальные параметры которых приведены в табл. 3.22 согласно прил. 3.

Таблица 3.22

Номинальные параметры трансформаторов 220 кВ

Пункт	Марка трансформатора	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_K , %	I_x , %
1	2×ТРДН-40000/220	230	11	50	170	11,5	0,6
2	2×ТРДН-40000/220	230	11	50	170	11,5	0,6
3	2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5
4	2×ТРДН-40000/220	230	11	50	170	11,5	0,6
5	2×ТРДН-32000/220	230	10,5	45	150	11,5	0,65

3.6.2. Расчет установившегося режима максимальных нагрузок

Выполним расчет нормального установившегося режима сети.

Расчетные потери мощности в трансформаторах подстанций и приведенные нагрузки показаны в табл. 3.23.

Таблица 3.23

Потери мощности в трансформаторах подстанций

Подстанция	Потери мощности в трансформаторах		Приведенные нагрузки подстанций	
	ΔP_m , МВт	ΔQ_m , МВАр	$P'_m + jQ'_m$, МВА	$ S'_m $, МВА
1	0,308	6,121	60,308+24,121i	64,953
2	0,26	4,801	50,26+27,297i	57,194
3	0,455	9,253	70,455+76,692i	104,143
4	0,304	6	50,304+42,611i	65,925
5	0,225	3,728	40,225+19,328i	44,628

Токи в линиях:

$$I_{A1} = 130 \text{ A}; \quad F_{A1} = 130 \text{ мм}^2;$$

$$I_{32} = 75 \text{ A}; \quad F_{32} = 75 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A3} = 209 \text{ A}; \quad F_{A3} = 209 \text{ мм}^2;$$

$$I_{45} = 59 \text{ A}; \quad F_{45} = 59 \text{ мм}^2;$$

$$I_{A4} = 144 \text{ A}; \quad F_{A4} = 144 \text{ мм}^2;$$

Таким образом, на всех участках выбираем двухцепные линии на железобетонных опорах с проводами АС-240×32.

Технико-экономические характеристики проводов приведены в табл. 3.24 (см. прил. 5).

Таблица 3.24

Технико-экономические характеристики проводов

Уча- сток	Марка	$I_{дон}$, А	r_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	q_o , МВАр/км	Масса, т	
							m_{al}	m_{cm}
А-1 3-2 А-3 4-5 А-4	2×АС-240×32	605	0,12	0,435	2,6	0,139	673	248

Уточненный расчет потокораспределения осуществляется таким же образом, как и при расчете радиально-магистральной линии на напряже-ние 220 кВ. Результаты расчета приведены в табл. 3.25.

Таблица 3.25

Потоки мощности в ЛЭП 220 кВ

Участок	Q_c , МВАр	$S''_{\text{участка}}$, МВА	$\Delta S_{\text{участка}}$, МВА	$S_{\text{участка}}$, МВА
А-1	8,305	85,308+45,473i	0,382+1,386i	85,691+42,706i
3-2	4,53	50,26+25,032i	0,07+0,255i	50,33+23,022i
А-3	3,775	120,785+97,827i	0,449+1,628i	121,235+97,567i
4-5	6,292	40,225+16,182i	0,058+0,211i	40,283+13,247i
А-4	7,55	90,587+52,083i	0,406+1,472i	90,993+49,78i

Суммарная мощность, вытекающая с шин высшего напряжения электростанции в линии

$$S_{\text{Л}} = 297,919 + 190,053i \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке на электростанции 4 турбогенератора ТВФ-100-2 номинальной мощностью 100 МВт и при номинальном коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$ (см. прил. 9). При этом полная мощность генератора

$$S_{\text{НОМ Г}} = \frac{P_{\text{НОМ Г}}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА.}$$

Для работы по блочной схеме «генератор–трансформатор» выбираем 4 повысительных трансформатора ТДЦ-125000/220 со следующими технико-экономическими характеристиками (см. прил. 3):

$$U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad \Delta P_{\text{xx}} = 120 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{кз}} = 380 \text{ кВт}; \\ U_{\text{к}} = 11 \%; \quad I_{\text{х}} = 0,55 \%.$$

Потери мощности в трансформаторах электростанции:

$$\Delta P_{\text{мэс}} = 1,239 \text{ МВт}; \\ \Delta Q_{\text{м2}} = 30,223 \text{ МВАр.}$$

Мощность, требуемая для электрической сети с шин генераторного напряжения 10 кВ электростанции:

$$S_{\text{С}} = 299,158 + 220,276i \text{ МВА.}$$

Реактивная мощность, которую могут выдавать в сеть генераторы электростанции:

$$Q_{\text{Г}} = P_{\text{Г}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 299,158 \cdot 0,75 = 224,369 \text{ МВАр.}$$

Дефицит реактивной мощности в сети

$$Q_{\text{деф}} = Q_{\text{сети}} - Q_{\text{Г}} = 220,276 - 224,369 = -4,092 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в режиме наибольших нагрузок имеется резерв реактивной мощности.

Определим регулировочные ответвления устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов понизительных подстанций для обеспечения желаемых значений напряжения на вторичных обмотках. В режиме наибольших нагрузок напряжение на шинах источника питания $U_A = 231$ кВ, а желаемое напряжение на стороне низшего напряжения подстанций $U_{жс} = 10,5$ кВ.

Расчетное значение напряжения ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора определяется по выражению (2.73):

$$U_{омв1} = \frac{(U_{x1} - dU_{m1}) \cdot U'_1}{U_{жс}}.$$

Для трансформаторов подстанции в пункте 1:

$$dU'_{a1} = \frac{P_{a1} \cdot R_{a1} + Q_{a1} \cdot X_{a1}}{U_A} = \frac{85,691 \cdot 3,96 + 42,706 \cdot 14,355}{2 \cdot 231} = 2,061 \text{ кВ};$$

$$U'_1 = U_A - dU'_{a1} = 231 - 2,061 = 228,9 \text{ кВ};$$

$$dU'_{m1} = \frac{P'_{m1} \cdot R_{m1} + Q'_{m1} \cdot X_{m1}}{U'_1} = \frac{60,308 \cdot 5,14 + 24,121 \cdot 139,15}{2 \cdot 228,9} = 8,007 \text{ кВ};$$

$$dU_{m1} = \frac{dU'_{m1}}{\kappa_{m1}} = \frac{8,007 \cdot 11}{230} = 0,383 \text{ кВ};$$

$$U_{омвм1} = \frac{(11 - 0,383) \cdot 228,9}{10,5} = 231,49 \text{ кВ}.$$

Согласно прил. 3 пределы регулирования РПН трансформаторов напряжением 220 кВ – $\pm 12 \times 1\%$, таким образом, принимаем ближайшее стандартное ответвление с номером «0» и напряжением 230 кВ. Тогда

$$U_1 = \frac{(11 - 0,383) \cdot 228,9}{230} = 10,57 \text{ кВ}.$$

Аналогичные расчеты выполним для трансформаторов подстанций в пунктах 2, 3, 4, 5. Результаты расчета сведены в табл. 3.26.

Таблица 3.26

Ответвления регулировочной обмотки трансформаторов подстанций

Подстанция	1	2	3	4	5
$dU'_{лэп}$, кВ	2,061	0,625	1,85	2,115	0,573
$U'_{н/см}$, кВ	228,939	230,375	229,15	228,885	230,427
dU'_m , кВ	8,007	8,805	15,281	13,517	7,913
dU_m , кВ	0,383	0,421	0,731	0,646	0,378

Подстанция	1	2	3	4	5
$U_{отв.т}, \text{ кВ}$	231,49	232,106	224,112	225,692	233,094
Ответвление	0	0	-3	-2	1
$U_{отв.сгд}, \text{ кВ}$	230	230	223,1	225,4	232,3
$U_{факт}, \text{ кВ}$	10,57	10,6	10,55	10,51	10,54

Расчетная схема замещения сети приведена на рис. 3.21.

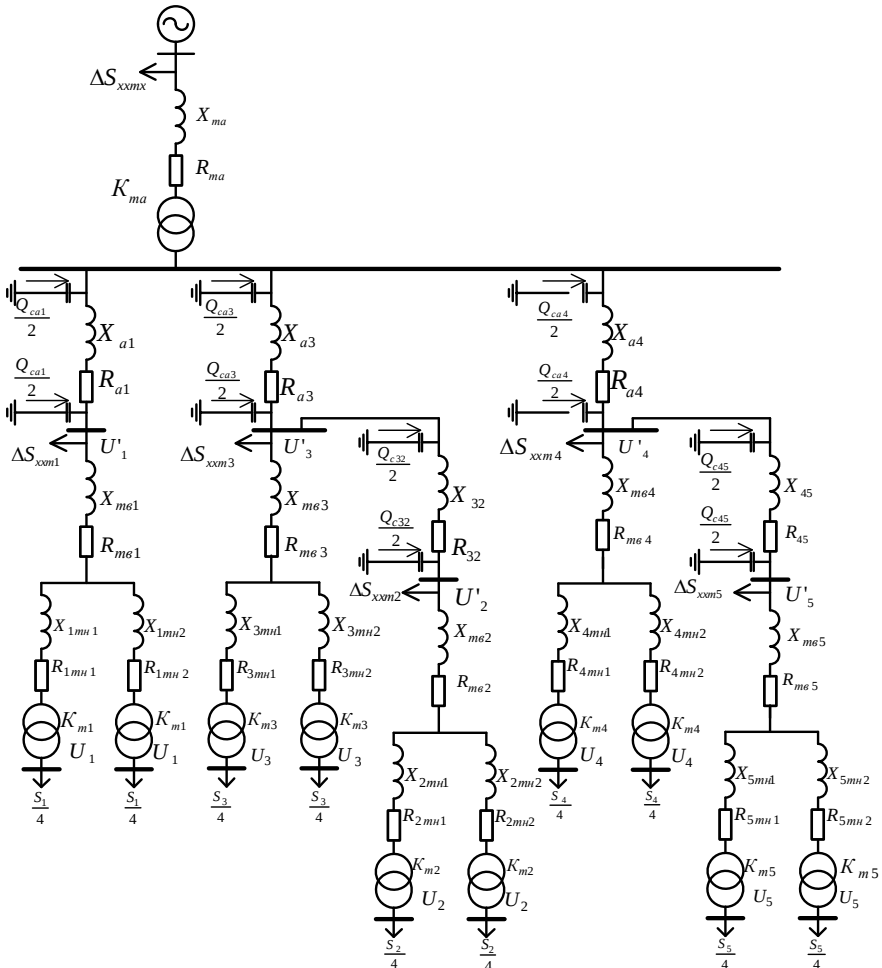


Рис. 3.21. Расчетная схема замещения сети

3.6.3. Расчет режима минимальных нагрузок

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов с устройством РПН в режиме наименьших нагрузок покажем на примере подстанции 1.

В режиме наименьших нагрузок мощность нагрузки трансформатора в пункте 1 составит 30 МВт при $\cos\varphi = 0,65$; мощность транзитной нагрузки на шинах высшего напряжения подстанции составит 20 МВт при $\cos\varphi = 0,65$.

С учетом работы компенсирующих устройств нагрузка пункта 1

$$S_1 = 30 + 35,75i - 27i = 30 + 8,75i \text{ МВА}; \quad |S_1| = 31,25 \text{ МВА}.$$

Транзитная нагрузка

$$S_m = 20 + 23,4i \text{ МВА}; \quad |S_m| = 30,78 \text{ МВА}.$$

Оценим целесообразность отключения одного из трансформаторов подстанции при снижении нагрузок.

Для этого определим мощность нагрузки, которая соответствует равенству потерь активной мощности как при работе двух трансформаторов, так и при работе одного трансформатора, по формуле (2.78).

$$S_{н2} = S_{нм} \cdot \sqrt{n \cdot (n+1) \cdot \frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} = 40 \cdot \sqrt{1 \cdot (1+1) \cdot \frac{50}{170}} = 30,7 \text{ МВА}.$$

Так как $|S_m| = 30,78 \text{ МВА} > S_{н2} = 30,7 \text{ МВА}$, следовательно, для снижения потерь электроэнергии в режиме наименьших нагрузок должны работать оба трансформатора. При этом потери мощности в одном трансформаторе составят:

$$\Delta P_{m1} = 0,153 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 3,015 \text{ МВАр}.$$

Приведенная нагрузка

$$S'_{m1} = 30,153 + 11,089i \text{ МВА}.$$

С учетом транзита:

$$S'_1 = 50,153 + 34,471i \text{ МВА};$$

$$Q_{cA1} = 8,305 \text{ МВАр};$$

$$S''_{A1} = 50,153 + 30,319i \text{ МВА};$$

$$|S''_{A1}| = 58,605 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{A1} = 0,141 + 0,509i \text{ МВА};$$

$$S'_{A1} = 50,293 + 30,828i \text{ МВА};$$

$$S_{A1} = 50,293 + 26,675i \text{ МВА}.$$

В режиме наименьших нагрузок напряжение $U_A = 220$ кВ, а желаемое напряжение на стороне низшего напряжения подстанций $U_{жс} = 10$ кВ, тогда

$$dU'_{a1} = \frac{P_{a1} \cdot R_{a1} + Q_{a1} \cdot X_{a1}}{U_A} = \frac{50,293 \cdot 3,96 + 26,675 \cdot 14,355}{2 \cdot 220} = 1,323 \text{ кВ};$$

$$U'_1 = U_A - dU'_{a1} = 220 - 1,323 = 218,677 \text{ кВ};$$

$$dU'_{m1} = \frac{P'_{m1} \cdot R_{m1} + Q'_{m1} \cdot X_{m1}}{U'_1} = \frac{30,153 \cdot 5,14 + 11,089 \cdot 139,15}{2 \cdot 218,677} = 3,882 \text{ кВ};$$

$$dU_{m1} = \frac{dU'_{m1}}{\kappa_{m1}} = \frac{3,882 \cdot 11}{230} = 0,186 \text{ кВ};$$

$$U_{отем1} = \frac{(11 - 0,186) \cdot 218,677}{10} = 236,484 \text{ кВ}.$$

Принимаем ближайшее стандартное ответвление с номером «+2» и напряжением 234,6 кВ. Тогда

$$U_1 = \frac{(11 - 0,186) \cdot 218,677}{234,6} = 10,08 \text{ кВ};$$

Если подстанция питается по схеме блока «линия–трансформатор», то для определения нагрузки подстанции, при которой потери активной мощности будут одинаковыми как при работе одного, так и двух блоков, используется выражение (2.79). Выполним этот расчет применительно к подстанции в пункте 2. Нагрузка на трансформаторы подстанции с учетом компенсации реактивной мощности при $\cos\varphi=0,5$ составит:

$$S_2 = 30 + 51,962i \text{ МВА};$$

$$|S_3| = 60 \text{ МВА}.$$

Тогда

$$S_{н2} = 40 \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot (1+1) \cdot 50}{170 + \frac{40 \cdot 10^3}{220^2} - 3,96}} = 30,4 \text{ МВА}.$$

Так как $|S_m| = 60 \text{ МВА} > S_{н2} = 30,4 \text{ МВА}$, следовательно, в режиме наименьших нагрузок остаются в работе оба блока «линия–трансформатор» подстанции пункта 3.

3.6.4. Проверка проводов ЛЭП на механическую прочность

Проверим на механическую прочность сталеалюминиевые провода АС-240/32 двухцепных воздушных линий А-1, А-4, А-3, 3-2 и 4-5. Примем расчетную длину пролета между промежуточными опорами $L_{расч}$ равной 400 м. Температура окружающей среды $t_{нб} = +40^{\circ}\text{C}$, $t_{нм} = -34^{\circ}\text{C}$, $t_{сз} = +1,2^{\circ}\text{C}$, $t_z = -5^{\circ}\text{C}$.

Для третьего района климатических условий по ветру принимаем согласно [2], что наибольшая скорость ветра $v = 29$ м/с, а скоростной напор ветра $Q = v/16 = 29/16 = 50$ кг/мм². Толщина стенки гололеда для III района климатических условий $b_r = 20$ мм [2].

Физико-механические характеристики провода АС-240/32 приняты согласно [2]:

– сечение провода $F = F_a + F_c = 244 + 31,7 = 275,7$ мм²,

– диаметр провода $d = 21,6$ мм;

– масса провода $G_o = 952$ кг/км;

– предел прочности при растяжении $\sigma_n = 28$ кг/мм²;

– допустимое напряжение при наибольшей нагрузке $\sigma_{нб} = 0,45 \cdot \sigma_n = 0,45 \cdot 28 = 12,6$ кг/мм²;

– допустимое напряжение при наименьшей температуре $\sigma_{нм} = 12,6$ кг/мм²;

– допустимое напряжение при среднегодовой температуре $\sigma_z = 0,3 \cdot \sigma_n = 0,3 \cdot 28 = 8,4$ кг/мм²;

– температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹;

– модуль упругости $E = 7,7 \cdot 10^3$ кг/мм².

Определим удельные нагрузки на провод:

– удельная нагрузка от массы провода

$$\gamma_1 = \frac{G_o}{1000 \cdot F} = \frac{952}{1000 \cdot 275,7} = 3,46 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2;$$

– удельная нагрузка от массы гололеда

$$\gamma_2 = 2,83 \cdot b_r \cdot \left(\frac{d + b_r}{F} \right) = 2,83 \cdot 20 \cdot \left(\frac{21,6 + 20}{275,7} \right) \cdot 10^{-3} = 8,54 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2;$$

– удельная нагрузка от массы провода и гололеда

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = (3,46 + 8,54) \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2;$$

– удельная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда

$$\gamma_4 = a \cdot C_x \cdot Q \cdot \left(\frac{d}{F} \right) = 0,78 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot \left(\frac{21,6}{275,7} \right) \cdot 10^{-3} = 3,36 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2,$$

где $a = 0,78$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролету воздушной линии;

$C_x = 1,1$ – коэффициент лобового сопротивления;

– удельная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом

$$\gamma_5 = a \cdot C_x \cdot Q \cdot \left(\frac{d + 2 \cdot b_r}{F} \right) = 0,78 \cdot 1,2 \cdot 14 \cdot \left(\frac{21,6 + 2 \cdot 20}{275,7} \right) \cdot 10^{-3} = 4,83 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2.$$

В соответствии с [2] скоростной напор ветра принят равным $Q = 14 \text{ кг/м}^2$;

– суммарная удельная нагрузка от массы провода и напора ветра на провод, свободный от гололеда

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{3,46^2 + 3,36^2} = 4,82 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2;$$

– суммарная удельная нагрузка от массы провода и давления ветра на провод, покрытый гололедом

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{12^2 + 4,83^2} = 12,94 \cdot 10^{-3} \text{ кг/мм}^2.$$

Определим величину критического пролета по формулам (2.50)–(2.52). Расчет по этим формулам, с учетом $\gamma_7 = \gamma_{нб}$, дают следующие величины критических пролетов: $L_{кр1} = 96,4 \text{ м}$, $L_{кр2} = 127,3 \text{ м}$, $L_{кр3} = 115,6 \text{ м}$. Поскольку $L_{кр1} > L_{кр2} > L_{кр3}$, то физический смысл имеет только критический пролет $L_{кр2}$. Так как $L_{расч} = 400 \text{ м}$, а $L_{кр2} = 127,3 \text{ м}$, то наиболее опасные напряжения в проводе имеют место при наибольшей добавочной нагрузке $\gamma_7 = \gamma_{нб}$ и температуре гололеда. Считаем это сочетание климатических условий исходным и напряжение в проводе $\sigma_m = \sigma_{\gamma_{нб}, доп}$. С помощью уравнения состояния провода в пролете (2.83) рассчитаем напряжение при других характерных сочетаниях климатических условий.

При эксплуатационной температуре t_3

$$\begin{aligned} \sigma_3 &= (3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 400^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 / (24 \cdot \sigma_3^2) = \\ &= 12,6 - (12,12 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 400^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 / (24 \cdot 12,6^2) - \\ &- 19,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot [1,2 - (-5)]. \\ \sigma_3 &= 3,93 \text{ кг/мм}^2 < \sigma_{эдоп} = 8,4 \text{ кг/мм}^2. \end{aligned}$$

Напряжение провода при наименьшей температуре $t_{\text{нм}}$

$$\begin{aligned}\sigma_{t_{\text{нм}}} &= (3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 400^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 / (24 \cdot \sigma_{t_{\text{нм}}}^2) = \\ &= 12,6 - (12,12 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 400^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 / (24 \cdot 12,6^2) - \\ &- 19,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot [-34 - 1,2]. \\ \sigma_{t_{\text{нм}}} &= 4,26 \text{ кг/мм}^2 < \sigma_{t_{\text{нм}}}^{\text{доп.}} = 12,6 \text{ кг/мм}^2.\end{aligned}$$

Таким образом, механическая прочность провода обеспечивается.

3.6.5. Выбор коммутационных аппаратов электрической сети

Выбор коммутационных аппаратов осуществляется по номинальным значениям напряжения и тока, методика выбора параметров коммутационных аппаратов представлена в подразд. 2.7. Для этого необходимо рассчитать длительно-максимальный ток:

Выберем коммутационное оборудование, установленное в блоках «генератор–трансформатор», рассчитаем длительно-максимальный ток по формуле (2.31):

$$I_{Г.НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ А.}$$

Таким образом, на электростанции согласно прил. 12 принимаем к установке элегазовые выключатели типа ВГТ-220-40/2500 У1, разъединители типа РГП-220-1000 УХЛ 1.

Выберем коммутационное оборудование в пункте 1, установленное со стороны высокого и низкого напряжений (секционный выключатель), длительно-максимальный ток которого определяется по формулам (2.32) и (2.33) соответственно.

Ток в ячейке трансформатора

$$I_{mpBH} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 140,6 \text{ А.}$$

В ячейке питающей линии

$$I_{num} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ} + S_{\text{транзита}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 40000 + 35714}{\sqrt{3} \cdot 230} = 230,2 \text{ А.}$$

Примем ток секционного выключателя равным току питающей линии.

Ток в цепи трансформатора на низкой стороне определяется по формуле (2.33):

$$I_{mpHH} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1540 \text{ А.}$$

Ток в цепи секционного выключателя на низкой стороне

$$I_{секц} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{т.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 770 \text{ А.}$$

Таким образом, на высокой стороне подстанции согласно прил. 12 принимаем к установке элегазовые выключатели типа ВГТ-220-40/2500 У1, разъединители типа РГП-220-1000 УХЛ 1; на низкой стороне трансформатора и в цепи секционного выключателя принимаем к установке вакуумные выключатели типа ВРС-10-31,5/1600 и У2 ВРС-10-31,5/1000 У2 соответственно.

Ток для выключателей, установленных в цепи БСК, определяется по формуле (2.34):

$$I_{БСК} = \frac{Q_{БСК.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{БСК.ном}} = \frac{1125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 62 \text{ А.}$$

В цепи компенсирующего устройства согласно прил.12 принимаем к установке вакуумные выключатели типа ВРС-10-31,5/630 У2.

Выбор коммутационного оборудования остальных пунктов сведен в табл. 3.27.

Таблица 3.27

Выбор коммутационного оборудования подстанций
электрической сети

Пункт	1	2	3	4	5
$U_{ном}$, кВ	220	220	220	220	220
$I_{трВН}$, А	140,6	140,6	221,4	140,6	112,5
$I_{пит}$, А	230,2	-	-	-	-
Выключатель на высокой стороне пунктов	ВГТ-220- 40/2500 У1	ВГТ-220- 40/2500 У1	ВГТ-220- 40/2500 У1	ВГТ-220- 40/2500 У1	ВГТ-220- 40/2500 У1
Разъединитель	РГП-220-1000 УХЛ1	РГП-220-1000 УХЛ1	РГП-220-1000 УХЛ1	РГП-220-1000 УХЛ1	РГП-220-1000 УХЛ1
$I_{секц} / I_{трНН}$	770/1540	770/1540	866/1732	770/1540	770/1540
Выключатель секционный/ в цепи трансфор- матора	ВРС-10- 31,5/1000У2/ ВРС-10- 31,5/1600 У2	ВРС-10- 31,5/1000У2/ ВРС-10- 31,5/1600 У2	ВРС-10- 31,5/1000У2/ ВРС-10- 31,5/2000 У2	ВРС-10- 31,5/1000У2/ ВРС-10- 31,5/1600 У2	ВРС-10- 31,5/1000У2/ ВРС-10- 31,5/1600 У2
$I_{БСК}$, А	62	74,2	49,5	49,5	49,5
Выключатель в цепи БСК	ВРС-10- 31,5/630 У2	ВРС-10- 31,5/630 У2	ВРС-10- 31,5/630 У2	ВРС-10- 31,5/630 У2	ВРС-10- 31,5/630 У2

3.6.6. Технико-экономические показатели принятого варианта сети

Принципиальная схема радиально-магистральной сети напряжением 220 кВ представлена на рис. 3.22. Открытое распределительное устройство пунктов 2, 3, 4 и 5 выполнено по схеме блока «линия–трансформатор», в пункте 1 с семью присоединениями, применяется схема с двойной системой шин. В распределительных устройствах низшего напряжения (10 кВ) всех пунктов применяется схема с двумя одинарными секционированными системами шин. На стороне 220 кВ электростанции принята схема с двойной системой шин.

Определим технико-экономические показатели варианта, рассмотренной сети, по укрупненным показателям (см. прил. 2, 3, 6).

Капитальные вложения в линию

$$K_{ЛЭП} = 148104 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы подстанций

$$K_m = 50800 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН и РУ НН подстанции

$$K_{я} = 53240 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в компенсирующие устройства

$$K_{КУ} = 40 \cdot (24 \cdot 4,69 + 16 \cdot 5,03 + 3 \cdot 16 \cdot 3,71) = 14845 \text{ тыс. руб.}$$

Укрупненные стоимостные показатели компенсирующих устройств принимаются по прил. 11.

Капитальные вложения в подстанцию

$$K_{н/ст} = 118885 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы электростанции

$$K_{мЭС} = 29760 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки РУ ВН электростанции

$$K_{яЭС} = 39600 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию

$$K_{ЭС} = 69360 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в электрическую сеть

$$K = 336349 \text{ тыс. руб.}$$

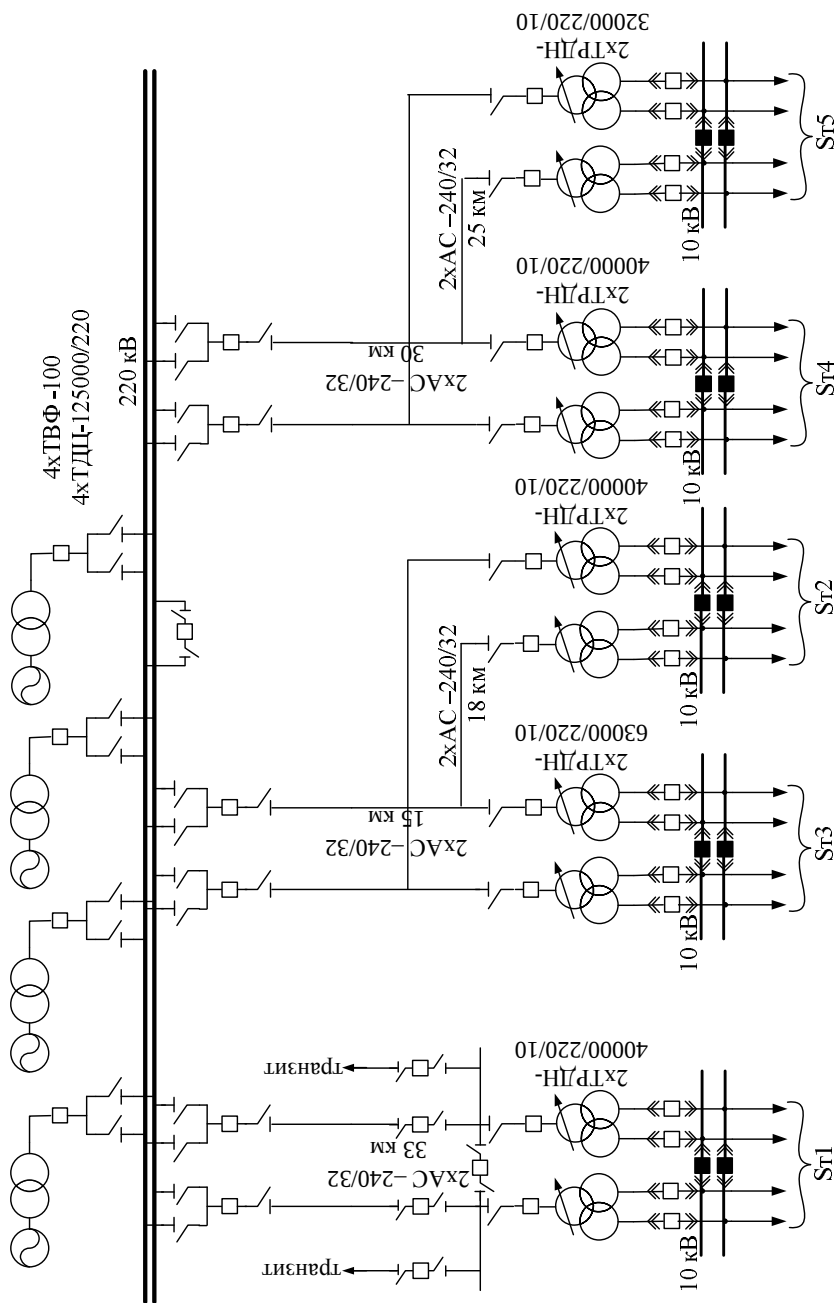


Рис. 3.22. Радиально-магистральная сеть напряжением 220 кВ

Издержки на эксплуатацию линии электропередачи (см. прил. 7):

$$И_{ЛЭП} = 18364,896 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{П} = 17871,885 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 1,366 \text{ МВт};$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 5931,605 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах.

Определение потерь холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{xx} = 1,01 \text{ МВт.}$$

Определение нагрузочных потерь в трансформаторе:

$$\Delta P_{нагр} = 1,782 \text{ МВт.}$$

$$\Delta W_{тр} = 16583,646 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в сети

$$\Delta W = 22515,25 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, стоимость потерь электроэнергии в сети

$$И_{\Sigma} = 4503,05 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на эксплуатацию сети:

$$И = 40739,831 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты:

$$З = 81101,687 \text{ тыс. руб.}$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P = 4,158 \text{ МВт.}$$

Потери напряжения в линиях электропередачи:

$$\Delta U_{a1} = 2,165 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{32} = 0,657 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{a3} = 1,943 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = 0,602 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{a4} = 2,221 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_1 = 2,6 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = 2,823 \text{ кВ.}$$

Наибольшая потеря напряжения на участке А-4-5

$$\Delta U_{нб1} = \frac{\Delta U_1}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{2,823}{220} = 1,3\%.$$

Рассчитаем расход металла (см. прил. 1):

$$m_{al} = \frac{3 \cdot (673 \cdot 33 \cdot 2 + 673 \cdot 15 \cdot 2 + 673 \cdot 18 \cdot 2 + 673 \cdot 30 \cdot 2 + 673 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 488,598 \text{ т};$$

$$m_{cm} = \frac{3 \cdot (248 \cdot 33 \cdot 2 + 248 \cdot 15 \cdot 2 + 248 \cdot 18 \cdot 2 + 248 \cdot 30 \cdot 2 + 248 \cdot 25 \cdot 2)}{1000} = 224,688 \text{ т}.$$

Себестоимость передачи электроэнергии

$$C = \frac{II \cdot 100}{A} = \frac{40740 \cdot 100}{299,2 \cdot 5800} = 2,34 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Удельная расчетная стоимость передачи электроэнергии

$$C_n = \frac{3 \cdot 100}{A} = \frac{81102 \cdot 100}{299,2 \cdot 5800} = 4,66 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$C = 2,34 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч} < 8 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$C_n = 4,66 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч} < 24 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вывод. Электрическая сеть, для которой составлено техническое задание на проектирование, отвечает современным техническим и экономическим требованиям на передачу электроэнергии потребителям.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСКАЕМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

4.1. Определение сечений проводов воздушных линий электропередачи

4.1.1. Исходные данные

Магистральная сеть с несколькими нагрузками выполняется воздушными линиями электропередачи номинальным напряжением $U_{НОМ} = 10$ кВ на железобетонных опорах. Расстояние между проводами на опоре $D = 1,5$ м. Провода расположены на опоре по схеме «равносторонний треугольник». Время использования наибольшей нагрузки $T_{НБ} = 5000$ ч. Во всех принятых пунктах сети имеются потребители 1, 2 и 3 категорий надежности электроснабжения.

Схема сети представлена на рис. 4.1.

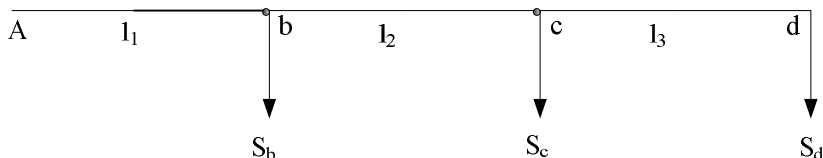


Рис. 4.1. Расчетная схема сети

Мощности нагрузок: $S_b = 800 + j400$ кВА;

$S_c = 2000 + j1100$ кВА;

$S_d = 1200 + j800$ кВА.

Протяженности участков сети: $l_1 = 2$ км, $l_2 = 1,5$ км, $l_3 = 1$ км.

Требуется определить сечение проводов по допустимой потере на-
пряжения:

1) при условии постоянства сечения проводов на всех участках,
 $F = const$;

2) при условии минимума расхода металла на провода линии,
 $G = min$;

3) при условии постоянства плотности тока на всех участках,
 $j = const$.

Выбрать экономически целесообразный вариант сети. Расчет капи-
тальных вложений выполнить с учетом коэффициента инфляции
 $k_{инф} = 30$, стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии принять равной
 $b = 40$ коп.

4.1.2. Выбор трансформатора в пунктах нагрузок и определение приведенных нагрузок к стороне высшего напряжения подстанций

В пункте b при полной нагрузке $S_b = 894$ кВА принимаем два транс-
форматора ТМ-630/10.

В пункте с при полной нагрузке $S_c = 2282$ кВА принимаем два транс-
форматора ТМ-1600/10.

В пункте d при полной нагрузке $S_d = 1442$ кВА принимаем два транс-
форматора ТМ-1000/10.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах:

– пункта b:

$$\Delta P_{Тб} = \Delta P_{ХХ} + \Delta P_{НГ} = 2,84 + 7,66 = 10,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Тб} = 53,74 \text{ кВАр};$$

– пункта с:

$$\Delta P_{Tc} = 4,2 + 11,8 = 16 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Tc} = 143,3 \text{ кВАр};$$

– пункта d:

$$\Delta P_{Td} = 5,6 + 17,16 = 22,76 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Td} = 83,18 \text{ кВАр}.$$

Приведенные нагрузки к стороне высшего напряжения трансформаторов:

$$S'_b = P'_b + jQ'_b = P_b + jQ_b + \Delta P_{Tb} + j\Delta Q_{Tb} = 810,5 + j473,74 = 929 \text{ кВА};$$

$$S'_c = P'_c + jQ'_c = 2016 + j1234,3 = 2364 \text{ кВА};$$

$$S'_d = P'_d + jQ'_d = 1222,76 + j883,18 = 1508 \text{ кВА}.$$

Мощности, протекающие по участкам линии:

$$S_1 = 4049 + j2571 = 4769 \text{ кВА};$$

$$S_2 = 3239 + j2117 = 3869 \text{ кВА};$$

$$S_3 = 1223 + j883 = 1508 \text{ кВА}.$$

4.1.3. Определение сечений проводов на участках сети

Потери напряжения до наиболее удаленной точки линии

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m \cdot r_m}{U_{ном}} + \frac{\Sigma Q_m x_m}{U_{ном}} = \Delta U' + \Delta U''.$$

Допустимая потеря напряжения в распределительной сети в режиме наибольших нагрузок в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 13109-87 может быть принята равной 5% от номинального напряжения линии.

$$\Delta U_{доп} = \frac{5}{100} \cdot U_{НОМ} = 500 \text{ В}.$$

Зададимся средним значением индуктивного сопротивления на единицу длины $x_{0cp} = 0,38 \text{ Ом/км}$. Поскольку во всех пунктах имеются потребители 1 категории по надежности электроснабжения, предусматриваем на каждом участке сети сооружение не менее двух параллельных линий.

$$\Delta U'' = \frac{0,38 \cdot (2571 \cdot 2 + 2117 \cdot 1,5 + 883 \cdot 1)}{2 \cdot 10} = 175 \text{ В};$$

$$\Delta U' = \Delta U_{доп} - \Delta U'' = 500 - 175 = 325 \text{ В}.$$

1. Определим сечение проводов, мм², при условии постоянства их на всех участках по формуле

$$F = \frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma \cdot \Delta U' \cdot U_{НОМ}}.$$

Для алюминиевых проводов удельная проводимость

$$\gamma = 31,7 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2.$$

При этом

$$F = \frac{(4049 \cdot 2 + 3239 \cdot 1,5 + 1223 \cdot 1) \cdot 10^3}{31,7 \cdot 325 \cdot 10} = 138 \text{ мм}^2.$$

Принимаем на всех участках по две линии с проводами А-70, для которых $r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,343 \text{ Ом/км}$.

Действительная потеря напряжения

$$\Delta U_d = \frac{0,42 \cdot (4049 \cdot 2 + 3239 \cdot 1,5 + 1223 \cdot 1) + 0,343 \cdot (2571 \cdot 2 + 2117 \cdot 1,5 + 883 \cdot 1)}{2 \cdot 10} = 456 < 500 \text{ В}.$$

2. Определим сечение проводов при условии минимума расхода металла.

Сечения проводов последнего участка сети:

$$\begin{aligned} F_3 &= \frac{\sqrt{P_3}}{\gamma \cdot \Delta U' \cdot U_{НОМ}} \cdot (l_1 \cdot \sqrt{P_1} + l_2 \cdot \sqrt{P_2} + l_3 \cdot \sqrt{P_3}) = \\ &= \frac{\sqrt{1223}}{31,7 \cdot 325 \cdot 10} \cdot (2000 \cdot \sqrt{4049} + 1500 \cdot \sqrt{3239} + 1000 \cdot \sqrt{1223}) = 84 \text{ мм}^2; \end{aligned}$$

$$F_2 = F_3 \cdot \sqrt{\frac{P_2}{P_3}} = 84 \cdot \sqrt{\frac{3239}{1223}} = 137 \text{ мм}^2;$$

$$F_1 = F_3 \cdot \sqrt{\frac{P_1}{P_3}} = 84 \cdot \sqrt{\frac{4049}{1223}} = 152 \text{ мм}^2.$$

Принимаем на первом участке две линии с проводами А-95, на втором участке – две линии с проводами А-50, на третьем участке – две линии с проводами А-35.

Для линий с проводами: А-95 $r_0 = 0,315 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,334 \text{ Ом/км}$;

А-50 $r_0 = 0,558 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,354 \text{ Ом/км}$;

А-35 $r_0 = 0,85 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,365 \text{ Ом/км}$.

Действительная потеря напряжения

$$\Delta U_d = \frac{2 \cdot (4049 \cdot 0,315 + 2571 \cdot 0,334) + 1,5 \cdot (3239 \cdot 0,558 + 2117 \cdot 0,354)}{2 \cdot 10} + \frac{1 \cdot (1223 \cdot 0,85 + 883 \cdot 0,365)}{2 \cdot 10} = 473 < 500 \text{ В.}$$

3. Определим сечение проводов при условии постоянства плотности тока на всех участках сети.

Постоянная плотность тока

$$j = \frac{\gamma \cdot \Delta U'}{\sqrt{3} \cdot \sum (\cos \varphi_m \cdot l_m)} = \frac{\gamma \cdot \Delta U'}{\sqrt{3} \cdot (\cos \varphi_1 \cdot l_1 + \cos \varphi_2 \cdot l_2 + \cos \varphi_3 \cdot l_3)}.$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} = \frac{4049}{4796} = 0,84;$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{3239}{3869} = 0,84;$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{P_3}{S_3} = \frac{1223}{1508} = 0,81.$$

$$j = \frac{31,7 \cdot 325}{\sqrt{3} \cdot (2000 \cdot 0,84 + 1500 \cdot 0,84 + 1000 \cdot 0,84)} = 1,6 \text{ А/мм}^2.$$

Поскольку постоянная плотность тока больше экономической плотности тока $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ (при $T_{\text{НБ}} = 5000 \text{ ч}$), то выбор сечений проводов производится по экономической плотности тока.

Токи, протекающие по участкам сети:

$$I_1 = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4796}{\sqrt{3} \cdot 10} = 277 \text{ А};$$

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3869}{\sqrt{3} \cdot 10} = 224 \text{ А};$$

$$I_3 = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1508}{\sqrt{3} \cdot 10} = 87 \text{ А}.$$

Тогда

$$F_1 = \frac{I_1}{j_{\text{э}}} = \frac{277}{1,1} = 252 \text{ мм}^2;$$

$$F_2 = \frac{I_2}{j_{\text{э}}} = \frac{224}{1,1} = 203,6 \text{ мм}^2; \quad F_3 = \frac{I_3}{j_{\text{э}}} = \frac{87}{1,1} = 79 \text{ мм}^2.$$

Принимаем на первом участке три линии с проводами А-95, на втором участке – две линии с проводами А-95, на третьем участке – две линии с проводами А-35.

Действительная потеря напряжения

$$\Delta U_d = \frac{2 \cdot (4049 \cdot 0,315 + 2571 \cdot 0,334)}{3 \cdot 10} + \frac{1,5 \cdot (3239 \cdot 0,315 + 2117 \cdot 0,334)}{2 \cdot 10} + \frac{1 \cdot (1223 \cdot 0,85 + 883 \cdot 0,365)}{2 \cdot 10} = 340 < 500 \text{ В.}$$

4.1.4. **Оценка технико-экономических характеристик вариантов**

По указанным показателям стоимости элементов электрической сети расчетная стоимость 1 км воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ на железобетонных опорах $K_{л0}$ с учетом коэффициента инфляции составляет:

для линий с проводами: А-95 $1,75 \cdot 30 = 52,5$ тыс. руб.;

А-70 $1,45 \cdot 30 = 53,5$ тыс. руб.;

А-50 $1,25 \cdot 30 = 37,5$ тыс. руб.;

А-35 $1,12 \cdot 30 = 33,6$ тыс. руб.

Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии равенства сечения на всех участках, приведена на рис. 4.2.

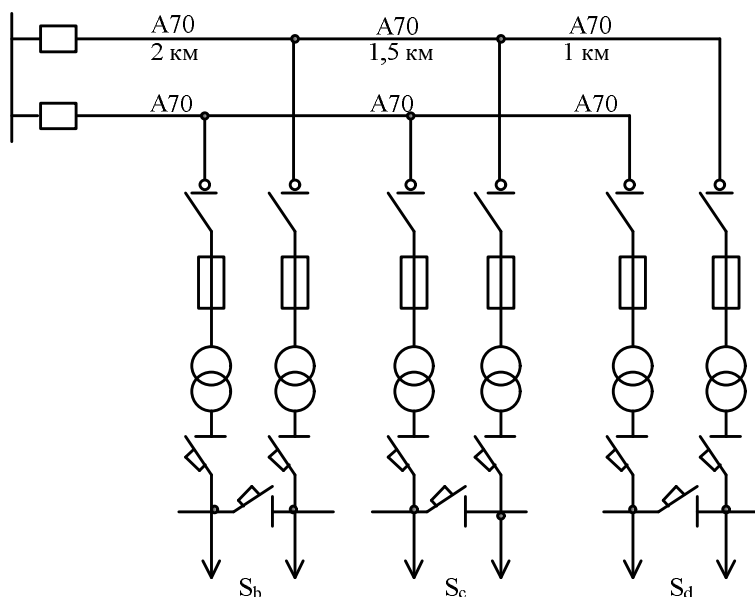


Рис. 4.2. Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии равенства сечения на всех участках

Капитальные вложения в линии

$$K_{\text{Л}} = K_{\text{Л}0} \cdot n \cdot (l_1 + l_2 + l_3) = 43,5 \cdot 2 \cdot (2 + 1,5 + 1) = 391,5 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки КРУ

$$K_{\text{Я}} = 2,3 \cdot 2 \cdot 30 = 138 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети

$$I_{\text{ао}} = \frac{12,4}{100} \cdot 391,5 + \frac{8,8}{100} \cdot 138 = 60,69 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta A_{\text{C}} = \frac{\sum S_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{0i} \cdot l_i \cdot \tau,$$

где $\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч.}$

$$\Delta A_{\text{C}} = \left(\frac{4796^2}{10^2} \cdot 0,42 \cdot 2 \cdot \frac{1}{2} + \frac{3869^2}{10^2} \cdot 0,42 \cdot 1,5 \cdot \frac{1}{2} + \frac{1508^2}{10^2} \cdot 0,42 \cdot 1 \cdot \frac{1}{2} \right) \cdot 3411 =$$
$$= 506533 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость потерянной энергии

$$I_{\text{Э}} = b \cdot \Delta A_{\text{C}} = 40 \cdot 506533 \cdot 10^{-5} = 202,61 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты на электрическую сеть

$$З = 0,12 \cdot (391,5 + 138) + (60,69 + 202,61) = 326,84 \text{ тыс. руб.}$$

Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии минимума расхода металла, приведена на рис. 4.3.

Капитальные вложения в линии

$$K_{\text{Л}} = 52,5 \cdot 2 \cdot 2 + 37,5 \cdot 2 \cdot 1,5 + 33,6 \cdot 2 \cdot 1 = 389,7 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки КРУ

$$K_{\text{Я}} = 2,3 \cdot 2 \cdot 30 = 138 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети

$$I_{\text{ао}} = \frac{12,4}{100} \cdot 389,7 + \frac{8,8}{100} \cdot 138 = 60,47 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta A_{\text{C}} = \left(\frac{4796^2}{10^2} \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot \frac{1}{2} + \frac{3869^2}{10^2} \cdot 0,558 \cdot 1,5 \cdot \frac{1}{2} + \frac{1508^2}{10^2} \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot \frac{1}{2} \right) \times$$
$$\times 3411 = 493797 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость потерянной энергии

$$I_{\Sigma} = b \cdot \Delta A_C = 40 \cdot 493797 \cdot 10^{-5} = 197,52 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты на электрическую сеть

$$З = 0,12 \cdot (389,7 + 138) + (60,67 + 197,52) = 321,31 \text{ тыс. руб.}$$

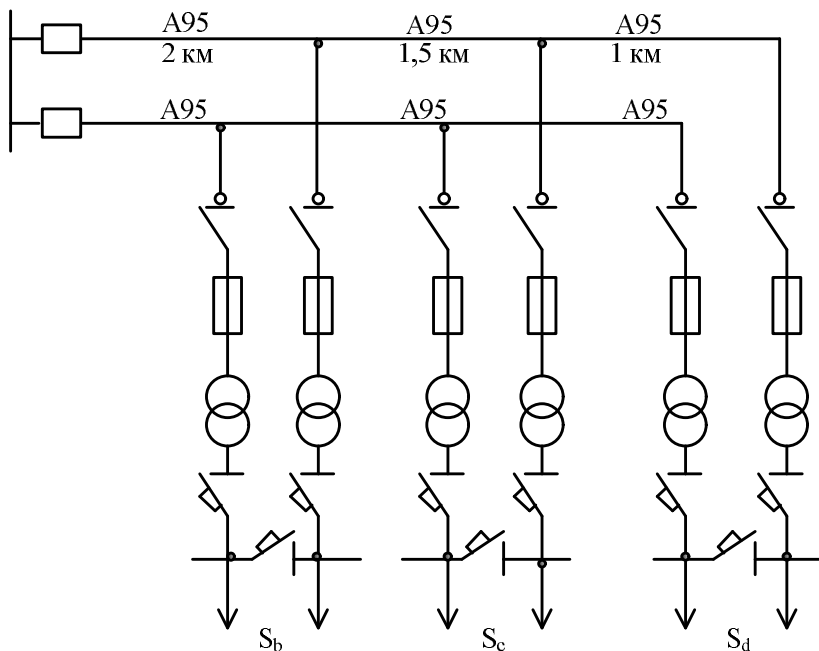


Рис. 4.3. Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии минимума расхода металла

Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии постоянства плотности тока, приведена на рис. 4.4.

Капитальные вложения в линии

$$K_{\text{Л}} = 52,5 \cdot 3 \cdot 2 + 52,5 \cdot 2 \cdot 1,5 + 33,6 \cdot 2 \cdot 1 = 539,7 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки КРУ

$$K_{\text{Я}} = 2,3 \cdot 10 \cdot 30 = 690 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети

$$I_{ao} = \frac{12,4}{100} \cdot 539,7 + \frac{8,8}{100} \cdot 690 = 127,6 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta A_C = \left(\frac{4796^2}{10^2} \cdot 0,315 \cdot 2 \cdot \frac{1}{3} + \frac{3869^2}{10^2} \cdot 0,315 \cdot 1,5 \cdot \frac{1}{2} + \frac{1508^2}{10^2} \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot \frac{1}{2} \right) \cdot 3411 = 318358 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость потерянной энергии

$$И_{\mathcal{E}} = b \cdot \Delta A_C = 40 \cdot 318358 \cdot 10^{-5} = 127,34 \text{ тыс. руб.}$$

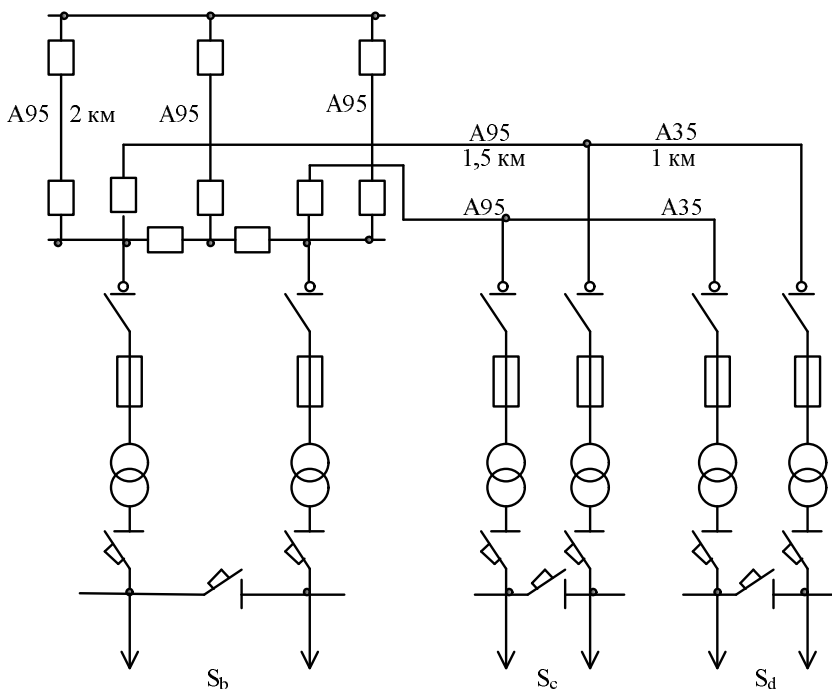


Рис. 4.4. Принципиальная схема сети, провода которой выбраны при условии постоянства плотности тока

Приведенные народнохозяйственные затраты на электрическую сеть

$$З = 0,12 \cdot (539,7 + 690) + 127,6 + 127,34 = 402,51 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов технико-экономических показателей сведены в табл. 4.1.

Анализ характеристик вариантов электрических сетей, приведенных в табл. 4.1, показывает, что для реализации должна быть принята электрическая сеть, сечения которой выбраны при условии минимума расхода металла.

Таблица 4.1

Технико-экономические характеристики вариантов сетей,
провода которых выбраны при различных условиях

Характеристики вариантов сети	Единицы измерения	Названия вариантов сети		
		Условие постоянства сечения проводов на всех участках	Условие минимума расхода металла на провода линии	Условие постоянства плотности тока на всех участках
Капитальные вложения	тыс. руб.	529,5	527,7	1229,7
Ежегодные издержки на эксплуатацию сети	тыс. руб.	263,3	257,99	254,94
Приведенные затраты	тыс. руб.	126,84	321,31	402,5
Суммарные потери активной мощности в сети	кВт	149	145	93
Расход металла на провода сети	т	5,1	4,8	7,4

4.2. Определение сечений жил кабелей распределительной сети

4.2.1. Исходные данные

Магистральная сеть с несколькими нагрузками выполнена кабелями марки ААШв, проложенными в траншее. Время использования наибольшей нагрузки $T_{НБ} = 4800$ ч. Во всех принятых пунктах сети имеются потребители 1, 2 и 3 категорий надежности электроснабжения. Номинальное напряжение сети $U_{НОМ} = 6$ кВ. Схема сети представлена на рис. 4.1.

Мощности нагрузок: $S_b = 1200 + j900$ кВА,
 $S_c = 430 + j438,6$ кВА,
 $S_d = 640 + j564,4$ кВА.

Протяженности участков сети: $l_1 = 2$ км, $l_2 = 1$ км, $l_3 = 1,5$ км.

Требуется определить сечение жил кабелей по допустимой потере напряжения:

1) при условии постоянства сечения проводов на всех участках, $F = const$;

2) при условии минимума расхода металла на провода линии, $G = \min$;

3) при условии постоянства плотности тока на всех участках, $j = const$.

Выбрать экономически целесообразный вариант сети. Расчет капитальных вложений выполнить с учетом коэффициента инфляции $k_{инф} = 30$, стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии принять равной $b = 40$ коп.

4.2.2. Выбор трансформатора в пунктах нагрузок и определение приведенных нагрузок к стороне высшего напряжения подстанций

Поскольку в каждом пункте имеются нагрузки первой категории по надежности электроснабжения, то принимаются двухтрансформаторные подстанции 6/0,4 кВ и резервированная магистральная кабельная сеть.

В пункте b при полной нагрузке $S_b = 1500$ кВА принимаем два трансформатора ТМ-1600/6.

В пункте c при полной нагрузке $S_c = 614$ кВА принимаем два трансформатора ТМ-400/6.

В пункте d при полной нагрузке $S_d = 850$ кВА принимаем два трансформатора ТМ-630/6.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах:
пункта b:

$$\Delta P_{Tb} = \Delta P_{XX} + \Delta P_{HГ} = 4,2 + 13,05 = 17,25 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Tb} = 89,97 \text{ кВАр};$$

пункта c:

$$\Delta P_{Tc} = 1,84 + 6,48 = 8,32 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Tc} = 38,02 \text{ кВАр};$$

пункта d:

$$\Delta P_{Td} = 2,84 + 6,96 = 9,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Td} = 51,16 \text{ кВАр}.$$

Приведенные нагрузки к стороне высшего напряжения трансформаторов:

$$S'_b = P'_b + jQ'_b = P_b + jQ_b + \Delta P_{Tb} + j\Delta Q_{Tb} = 121,25 + j989,87 = 1569 \text{ кВА};$$

$$S'_c = P'_c + jQ'_c = 438,32 + j476,62 = 648 \text{ кВА};$$

$$S'_d = P'_d + jQ'_d = 649,8 + j614,36 = 894 \text{ кВА}.$$

С целью сокращения расчетов предполагаем, что нагрузки распределяются между трансформаторами пунктов и магистральными линиями одинаково. Расчетная схема одной магистральной линии представлена на рис. 4.5.

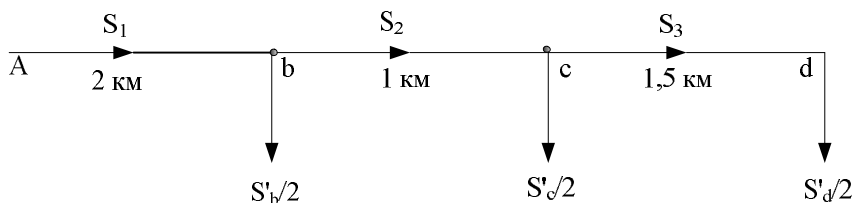


Рис. 4.5. Расчетная схема магистральной кабельной линии

Мощности, протекающие по участкам линии:

$$S_1 = 1152,68 + j1040,4 = 1555 \text{ кВА};$$

$$S_2 = 544,06 + j545,49 = 771 \text{ кВА};$$

$$S_3 = 324,9 + j307,18 = 447 \text{ кВА}.$$

4.2.3. Определение сечений кабелей на участках сети

Примем допустимую потерю напряжения в распределительной сети в режиме наибольших нагрузок равной 5% от номинального напряжения линии.

$$\Delta U_{\text{дон}} = \frac{5}{100} \cdot U_{\text{НОМ}} = \frac{5}{100} \cdot 6000 = 300 \text{ В}.$$

Зададимся средним значением индуктивного сопротивления трех-жильного кабеля на единицу длины $x_{0cp} = 0,08 \text{ Ом/км}$. Тогда потери напряжения, обусловленные протеканием мощности по реактивному сопротивлению, до наиболее удаленной точки линии составят:

$$\Delta U'' = \frac{0,08 \cdot (1040,4 \cdot 2 + 545,49 \cdot 1 + 307,18 \cdot 1,5)}{6} = 40 \text{ В};$$

$$\Delta U' = \Delta U_{\text{ДОП}} - \Delta U'' = 300 - 40 = 260 \text{ В}.$$

1. Определим сечения кабелей при условии постоянства их на всех участках по формуле

$$F = \frac{(1152,68 \cdot 2 + 544,06 \cdot 1 + 324,9 \cdot 1,5) \cdot 10^3}{31,7 \cdot 260 \cdot 6} = 67,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем на всех участках по два кабеля ААШв 3х70 с $r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$.

Действительная потеря напряжения

$$\begin{aligned} \Delta U_d &= \frac{0,443 \cdot (1152,68 \cdot 2 + 544,06 \cdot 1 + 324,9 \cdot 1,5)}{6} + \\ &+ \frac{0,08 \cdot (1040,4 \cdot 2 + 545,49 \cdot 1 + 307,18 \cdot 1,5)}{6} = 264 < 300 \text{ В}. \end{aligned}$$

Проверим принятое сечение жил кабеля по условиям нагрева. Для этого вычислим наибольшие длительные токи на участках при отключении одной из магистралей:

$$I_{НБ1} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3110}{\sqrt{3} \cdot 6} = 299 \text{ А};$$

$$I_{НБ2} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1542}{\sqrt{3} \cdot 6} = 149 \text{ А};$$

$$I_{НБ3} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{894}{\sqrt{3} \cdot 6} = 86 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток на кабель ААШв 3х70 $I_{ДОП} = 190 \text{ А}$ меньше $I_{НБ1} = 299 \text{ А}$. Поэтому на всех участках сети принимаем кабели ААШв 3х150 с $I_{ДОП} = 300 \text{ А}$, $r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,074 \text{ Ом/км}$.

2. Определим сечение проводов при условии минимума расхода металла.

Сечения проводов последнего участка сети:

$$F_3 = \frac{\sqrt{324,9}}{31,7 \cdot 260 \cdot 6} \cdot (2000 \cdot \sqrt{1152,68} + 1000 \cdot \sqrt{544,06} + 1500 \cdot \sqrt{324,9}) = 43 \text{ мм}^2;$$

$$F_2 = 43 \cdot \sqrt{\frac{544,06}{324,9}} = 56 \text{ мм}^2;$$

$$F_1 = 43 \cdot \sqrt{\frac{1152,68}{324,9}} = 81 \text{ мм}^2.$$

Принимаем:

на третьем участке кабель ААШв 3х35 с

$$I_{ДОП} = 125 \text{ А} > I_{НБ3} = 86 \text{ А}, \quad r_0 = 0,89 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,087 \text{ Ом/км};$$

на втором участке кабель ААШв 3х50 с

$$I_{ДОП} = 155 \text{ А} > I_{НБ2} = 144 \text{ А}, \quad r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,083 \text{ Ом/км};$$

на первом участке кабель ААШв 3х150 с

$$I_{ДОП} = 300 \text{ А} > I_{НБ1} = 299 \text{ А}, \quad r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,074 \text{ Ом/км}.$$

Действительная потеря напряжения

$$\Delta U_d = \frac{2 \cdot (0,206 \cdot 1152,68 + 0,074 \cdot 1040,4) + 1 \cdot (0,62 \cdot 544,06 + 0,83 \cdot 545,49)}{6} + \frac{1,5 \cdot (0,89 \cdot 324,9 + 0,087 \cdot 307,18)}{6} = 252 < 300 \text{ В}.$$

3. Определим сечение кабелей при условии постоянства плотности тока на всех участках сети.

Постоянная плотность тока

$$j = \frac{\gamma \cdot \Delta U'}{\sqrt{3} \cdot \sum (\cos \varphi_m \cdot I_m)} = \frac{\gamma \cdot \Delta U'}{\sqrt{3} \cdot (\cos \varphi_1 \cdot I_1 + \cos \varphi_2 \cdot I_2 + \cos \varphi_3 \cdot I_3)}.$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{1152,68}{1555} = 0,74;$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{544,06}{771} = 0,71;$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{324,9}{447} = 0,73.$$

$$j = \frac{31,7 \cdot 260}{\sqrt{3} \cdot (2000 \cdot 0,74 + 1000 \cdot 0,71 + 1500 \cdot 0,73)} = 1,45 \text{ А/мм}^2.$$

Поскольку постоянная плотность тока больше экономической плотности тока $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ (при $T_{\text{НБ}} = 4800 \text{ ч}$), то выбор сечений проводов производится по экономической плотности тока.

Токи, протекающие по участкам сети, рассчитаны ранее. Тогда

$$F_1 = \frac{I_1}{2 \cdot j_{\text{э}}} = \frac{299}{2 \cdot 1,1} = 136 \text{ мм}^2;$$

$$F_2 = \frac{I_2}{2 \cdot j_{\text{э}}} = \frac{149}{2 \cdot 1,1} = 68 \text{ мм}^2;$$

$$F_3 = \frac{I_3}{2 \cdot j_{\text{э}}} = \frac{86}{2 \cdot 1,1} = 39 \text{ мм}^2.$$

Принимаем:

на первом участке кабель ААШв 3х150 с

$$I_{\text{Доп}} = 300 \text{ А} > I_{\text{НБ1}} = 299 \text{ А}, \quad r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,074 \text{ Ом/км};$$

на втором участке кабель ААШв 3х50 с

$$I_{\text{Доп}} = 155 \text{ А} > I_{\text{НБ2}} = 144 \text{ А}, \quad r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,083 \text{ Ом/км};$$

на третьем участке кабель ААШв 3х35 с

$$I_{\text{Доп}} = 125 \text{ А} > I_{\text{НБ3}} = 86 \text{ А}, \quad r_0 = 0,89 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,087 \text{ Ом/км}.$$

Действительная потеря напряжения рассчитывается так же, как в предыдущем случае.

4.2.4. **Оценка технико-экономических характеристик вариантов**

По указанным показателям стоимости элементов электрической сети расчетная стоимость 1 км кабельной линии электропередачи напряжением 6 кВ с учетом коэффициента инфляции составляет:

кабель ААШв 3х150 – $3,48 \cdot 30 = 104,4 \text{ тыс. руб.};$

кабель ААШв 3х50 – $1,83 \cdot 30 = 54,9$ тыс. руб.;

кабель ААШв 3х35 – $1,64 \cdot 30 = 49,2$ тыс. руб.

Принципиальная схема сети, кабели которой выбраны при условии равенства сечения на всех участках, приведена на рис. 4.6.

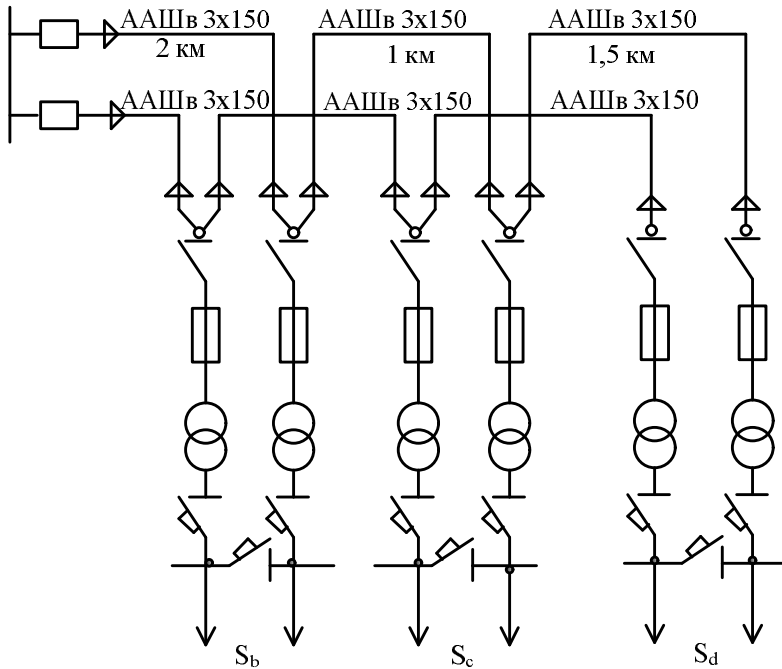


Рис. 4.6. Принципиальная схема сети, кабели которой выбраны при условии равенства сечения на всех участках

Капитальные вложения в линии

$$K_{л} = 104,4 \cdot 2 \cdot (2 + 1 + 1,5) = 939,6 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в ячейки КРУ

$$K_{я} = 2,3 \cdot 2 \cdot 30 = 138 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети

$$H_{ao} = \frac{12,4}{100} \cdot 939,6 + \frac{8,8}{100} \cdot 138 = 128,64 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в сети, где

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3196 \text{ ч,}$$

$$\Delta A_C = \left(\frac{1152,68^2}{6^2} \cdot 0,206 \cdot 2 + \frac{544,06^2}{6^2} \cdot 0,206 \cdot 1 + \frac{324,9^2}{6^2} \cdot 0,206 \cdot 1,5 \right) \cdot 3196 \cdot 2 = 113816 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость потерянной энергии

$$I_{\Sigma} = b \cdot \Delta A_C = 40 \cdot 113816 \cdot 10^{-5} = 45,5 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты на электрическую сеть

$$Z = 0,12 \cdot (939,6 + 138) + (128,64 + 45,5) = 303,5 \text{ тыс. руб.}$$

Сечения кабелей в электрической сети, выбранные при условии минимума расхода цветных металлов и при условии постоянства плотности тока, на всех участках сети одинаковы, поэтому технико-экономические показатели этих вариантов будут одинаковы.

Принципиальная схема сети, кабели которой выбраны при условии минимума расхода металла, приведена на рис. 4.7.

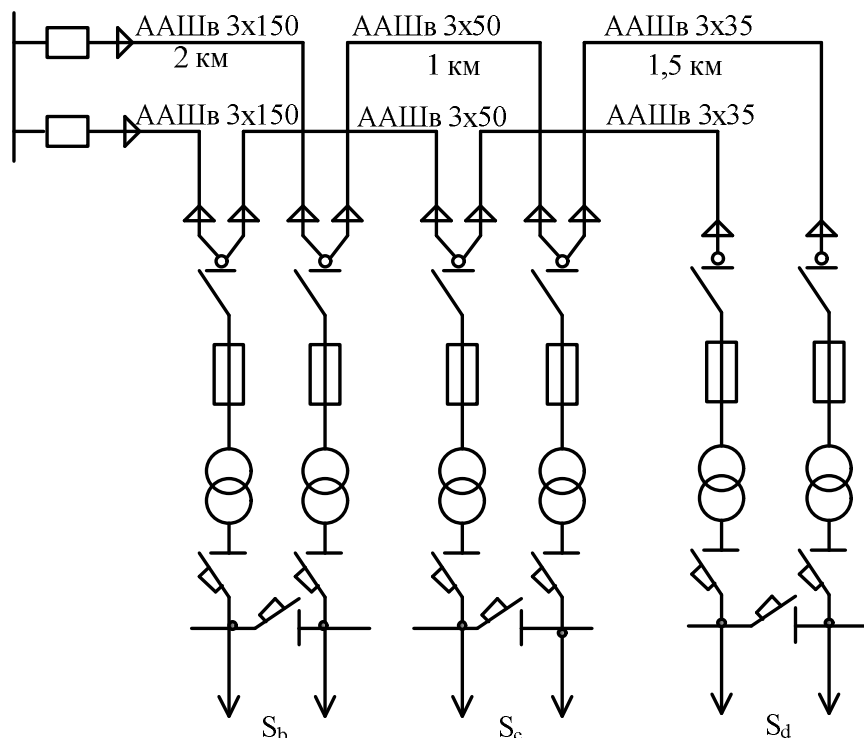


Рис. 4.7. Принципиальная схема сети, кабели которой выбраны при условии минимума расхода металла

Приведенные народнохозяйственные затраты на электрическую сеть

$$Z = 0,12 \cdot (675 + 138) + (95,8 + 61,9) = 255,3 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов технико-экономических показателей сведены в табл. 4.2.

Анализ характеристик вариантов электрических сетей, приведенных в табл. 4.2, показывает, что для реализации должна быть принята электрическая сеть, сечения которой выбраны при условии минимума расхода металла.

Таблица 4.2

Технико-экономические характеристики вариантов сетей,
провода которых выбраны при различных условиях

Характеристики вариантов сети	Единицы измерения	Названия вариантов сети	
		Условие постоянства сечения проводов на всех участках	Условие минимума расхода металла на провода линии
Капитальные вложения	тыс. руб.	1077,6	813
Ежегодные издержки на эксплуатацию сети	тыс. руб.	174,14	157,7
Приведенные затраты	тыс. руб.	303,5	255,3
Суммарные потери активной мощности в сети	кВт	35,6	48,4

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СМК-О-СМГТУ-42-09. Курсовой проект (работа): структура, содержание, общие правила выполнения и оформления. Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ», 2009. 31 с.
2. Правила устройства электроустановок. 6-е и 7-е изд. Новосибирск: Сибир. унив. изд-во, 2006. 853 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
4. Электрические системы. Т 2. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова. М.: Высш. шк.: 1971. 438 с.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 455 с.
6. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ (ОНТП5-78). М.: Минэнерго СССР, 1979. 40 с.
7. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под ред. С.С. Рокотяна, Я.С. Самойлова. М.: Госэнергоиздат, 1982. 352 с.
8. Глазунов А.А. Электрические сети и системы. М.: Госэнергоиздат, 1980. 380 с.
9. Справочник по проектированию линий электропередачи / под ред. М.А. Реута, С.С. Рокотяна. М.: Энергия, 1980. 298 с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения линий электропередачи и сетей / под ред. Я.М. Большама, В.И. Крутовича, М.Л. Самовера. М.: Энергия, 1980. 298 с.
11. Блок В.М. Электрические сети и системы. М.: Высш. шк., 1980. 430 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. 607 с.
13. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2004. 448 с.
14. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети энергетических систем. Л.: Энергия, 1977. 391 с.
15. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения.
16. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т. 2 / под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус Про, 2003. 640 с.
17. Розанов М.И. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 327 с.
18. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. М.: Форум: ИНФРА-М, 2008. 480 с.
19. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. 248 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Технико-экономические характеристики проводов

Сече- ние, мм ²	А		АС		АСО		АСУ	
	Мас- са, кг/км	Сопро- тивле- ние, Ом/км	Масса, кг/км		Мас- са, кг/км	Сопро- тивле- ние, Ом/км	Мас- са, кг/км	Сопро- тивле- ние, Ом/км
			алю- миния	стали				
10	-	-	-	-	-	-	-	-
16	44	1,98	-	-	-	-	-	-
25	68	1,28	-	-	-	-	-	-
35	95	0,92	100	48	-	-	-	-
50	136	0,64	132	63	-	-	-	-
70	191	0,46	188	88	-	-	-	-
95	257	0,34	261	124	-	-	-	-
120	322	0,27	324	147	-	-	530	0,28
150	407	0,21	409	190	559	0,21	673	0,21
185	503	0,17	500	228	687	0,17	850	0,17
240	656	0,132	673	248	935	0,13	1111	0,131
300	817	0,106	830	302	1098	0,108	1390	0,106
400	1087	0,108	1090	400	1501	0,08	1840	0,079
500	1376	0,063	1354	498	1836	0,065	-	-

Приложение 2

ОРУ 35-20 кВ по блочным и мостиковым схемам ЗРУ 6-10 кВ

Схема РУ	Стоимость, тыс. руб., при напряжении, кВ			
	6-10	35	110	220
Блок ЛЭП – трансформатор:				
– с разъединителем	-	2,4	11,5	18,9
– с отделителями	-	4,1	12,7	26,4
– с выключателем	-	5,4	36,0	79,0
Два блока с отделителем	-	13,0	36,3	83,0
Мостик с выключателями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	-	18,5	75,0	180,0
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов	-	-	120,0	280,0
Ячейка ОРУ для схем с количеством выключателей более трех:				
а) воздушные выключатели	-	14,0	42,0	85,0
б) другие типы высоковольтных выключателей	-	9,0	35,0	90,0
Ячейка КРУ с выключателем для ЗРУ 6-10 кВ	2,3	-	-	-

Параметры двухобмоточных трансформаторов

Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы ре- гулирования	$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{х3}$, кВт	$I_{х3}$, %	R_m , Ом	X_m , Ом	Стои- мость, тыс. руб.
			ВН	НН							
ТМН-4000/35	4	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 10,5	7,5	33,5	5,6	0,9	2,6	23	17,5
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,25	0,8	1,4	14,6	21,2
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	8	60	12	0,75	0,81	10,8	43
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	10	85	17	0,7	0,45	8,4	49
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	10,5	115	25	0,65	0,25	5,1	62
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	145	29	0,6	0,19	4,8	69,6
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	170	36	0,5	0,14	3,9	79
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	250	50	0,45	0,1	2,5	107
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,6	0,96	11,1	16
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,8	0,52	7,4	24,3
ТДЦ-80000/110	80	$\pm 2 \times 1,5\%$	121	6,3; 10,5	11	310	85	0,6	0,71	19,2	113,7
ТДЦ-125000/110	125	$\pm 2 \times 1,5\%$	121	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	140
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,6; 11	10,5	58	14	0,9	7,95	139	40
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,6; 11	10,5	85	18	0,7	4,38	86,7	48
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	120	25	0,65	2,54	55,9	65,5
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	170	34	0,55	1,4	34,7	88

Тип	$S_{ном},$ МВА	Пределы ре- гулирования	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х}, \%$	$R_m,$ Ом	$X_m,$ Ом	Стои- мость, тыс. руб.
			ВН	НН							
ТР/ДН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	245	50	0,5	0,87	22	110
ТР/ДН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 11	10,5	310	58	0,45	0,6	17,4	126
ТД-80000/220	80	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	6,3; 10,5	11	315	79	0,45	2,9	80,5	186
Т/ЦЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	6,3; 10,5	11	380	120	0,55	1,4	51,5	186
Т/ЦЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	6,3; 10,5	11	660	130	0,4	0,77	32,2	253
ТР/ДН-32000/220	32	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 10,5	11,5	150	45	0,65	0,77	190,1	119,6
ТР/ДН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 10,5	11,5	170	50	0,6	5,6	158,7	119,6
ТР/ДН-63000/220	63	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 10,5	11,5	265	70	0,5	3,9	100,7	119,6
ТР/ЦЦН- 100000/220	100	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 10,5	11	340	102	0,65	1,9	63,5	156,6

Приложение 4

Значение экономической плотности тока, А/мм²

Тип проводника	Число часов использования максимума нагрузки, ч		
	1000–3000	3000–5000	5000–8760
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели и провода:			
медные	3,0	2,5	2,0
алюминиевые	1,6	1,4	1,2

Технические характеристики воздушных линий электропередач
(данные приведены для длины линии 100 км)

$F_{ном}$ мм ²	Количество проводов по фазе	Ток допустимый длительный, А	r_o , Ом/км	35 кВ	110 кВ			220 кВ		
				x_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-4}$, См/км	q_o , МВАр/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-4}$, См/км	q_o , МВАр/км
70/11	1	265	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	-	-	-
95/16	1	330	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	-	-	-
120/19	1	390	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	-	-	-
150/24	1	450	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	-	-	-
185/29	1	510	16,2	-	41,3	2,75	3,70	-	-	-
240/32	1	605	12,0	-	40,5	2,81	3,75	43,5	2,6	13,9
300/39	1	710	9,8	-	-	-	-	42,9	2,64	14,1
400/51	1	825	7,5	-	-	-	-	42	2,7	14,4
500/64	1	945	6,0	-	-	-	-	41,3	2,74	14,6

Приложение 6

Стоимость сооружения воздушных линий напряжением 35-220 кВ, тыс. руб./км

Опоры	U_n , кВ	Район по голо- леду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
			70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	300/39	400/51
Сталь- ные одно- цеп- ные	35	I	12,2	12,4	13,1	13,3	-	-	-	-
		II	14,4	14,1	14,1	14,3	-	-	-	-
		III	16,5	16	16	17,7	-	-	-	-
		IV	18,2	17,8	17,4	21,3	-	-	-	-
	110	I	14,5	14,8	15,6	16	17,4	18,7	-	-
		II	16,5	16,4	16,9	16,9	18	18,8	-	-
		III	19,4	19,1	19	19	19,7	20	-	-
		IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21	21,7	-	-
	220	I	-	-	-	-	-	21	21,6	23,8
		II	-	-	-	-	-	21	21,6	23,8
		III	-	-	-	-	-	22,9	23,1	25,0
		IV	-	-	-	-	-	24,5	24,7	26,6
Сталь- ные двух- цеп- ные	35	I	17,3	18,1	19,2	19,5	-	-	-	-
		II	20,1	20,1	20,4	21,4	-	-	-	-
		III	24,2	24,2	25,2	25,5	-	-	-	-
		IV	27,2	27,2	28,9	29,3	-	-	-	-
	110	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6	-	-
		II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7	-	-
		III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1	-	-
		IV	32,8	30,8	31	31,6	31,8	34,4	-	-

Опоры	U_n , кВ	Район по голо- леду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
			70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	300/39	400/51
Сталь- ные двух- цепные	220	I	-	-	-	-	-	34,4	36,2	41,3
		II	-	-	-	-	-	34,4	36,2	41,3
		III	-	-	-	-	-	37,8	38,7	42,8
		IV	-	-	-	-	-	40,6	41,1	44,5
Сталь- ные двух- цепные с под- веской одной цепи	35	I	15,4	15,7	16,2	16,2	-	-	-	-
		II	17,9	17,3	17,3	17,5	-	-	-	-
		III	21,5	20,8	21,4	20,9	-	-	-	-
		IV	24,2	23,4	23,7	24	-	-	-	-
	110	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8	-	-
		II	22,2	21,5	22	22	24	24,9	-	-
		III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3	-	-
		IV	28,7	27,1	27	27,2	28	29,2	-	-
	220	I	-	-	-	-	-	28,8	29,5	31,0
		II	-	-	-	-	-	28,8	29,5	31,0
		III	-	-	-	-	-	31,1	31,4	31,9
		IV	-	-	-	-	-	33,1	33,3	33,5
Желе- зобе- тонные одно- цепные	35	I	-	9,4	10,3	10,9	-	-	-	-
		II	-	10,6	10,8	11,2	-	-	-	-
		III	-	12,2	12,3	12,3	-	-	-	-
		IV	-	13,7	13,6	13,4	-	-	-	-

Опоры	U_n , кВ	Район по голо- леду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
			70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	300/39	400/51
Желе- зобе- тонные одно- цепные	110	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14	-	-
		II	12	12	11,4	11,7	12,9	14	-	-
		III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1	-	-
		IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6	-	-
	220	I	-	-	-	-	-	16,4	17,3	19,4
		II	-	-	-	-	-	16,4	17,3	19,4
		III	-	-	-	-	-	17,3	18,2	20
		IV	-	-	-	-	-	18,9	19,2	21,8
Желе- зобе- тонные двух- цепные	35	I	-	15,3	14,1	14,8	-	-	-	-
		II	-	16,7	14,5	15,3	-	-	-	-
		III	-	19,5	17,3	17,8	-	-	-	-
		IV	-	21,7	18,8	19,1	-	-	-	-
	110	I	15,8	16,9	17	20	22	24	-	-
		II	17,8	17,8	18,1	20	22	24	-	-
		III	21,4	21	20,4	22,2	23,6	25	-	-
		IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27	-	-
	220	I	-	-	-	-	-	27,8	30	33,8
		II	-	-	-	-	-	27,8	30	33,8
		III	-	-	-	-	-	30,6	31,2	35
		IV	-	-	-	-	-	33,2	33,8	39

Опоры	U_n , кВ	Район по голо- леду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
			70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	300/39	400/51
Желе- зобе- тонные двух- цепные с под- веской одной цепи	35	I	-	12,8	11,4	11,7	-	-	-	-
		II	-	13,9	11,7	12,2	-	-	-	-
		III	-	16,6	14	14,1	-	-	-	-
		IV	-	18,4	15,2	15,1	-	-	-	-
	110	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4	-	-
		II	15,5	15,1	15	16,6	17,3	18,4	-	-
		III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2	-	-
		IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8	-	-
Дере- вянные двух- стоеч- ные бестро- совые	35	I	5	5,4	5,9	6,7				
		II	5,5	5,8	6	6,8				
		III	6	6,3	6,4	7,1				
		IV	6,7	6,8	6,9	7,5				
	110	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2			
		II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2			
		III	5,7	6	6,2	6,8	7,5			
		IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9			
Дере- вянные тросо- вые	220	I						16,8	17,8	20,6
		II						16,8	17,8	20,6
		III						18	18,2	20,8
		IV						18,2	18,6	21,2

Приложение 7

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем

Наименование элемента системы	Коэффициенты отчислений от капитальных вложений на	
	амортизацию	обслуживание
Воздушные линии на стальных и железобетонных опорах	12	0,4
Силовое оборудование	6,3	2,5
Кабели	4,3	2
Генераторы и синхронные компенсаторы	5	2

Приложение 8

Удельная повреждаемость элементов сети и продолжительность их ремонта

Элемент сети	Среднее число повреждений $n_{ав}$, раз в 10 лет (T)	Средняя продолжительность аварийного простоя $t_{ав}$, ч в 10 лет	Вероятностная продолжительность планово-предупре- дительного ремонта, ч в 10 лет
1	2	3	4
Воздушные линии электропередачи			
220 кВ	0,08	0,5	850
110 кВ	0,1	0,4	700
35 кВ	0,15	1	700
Трансформатор и автотрансформатор			
220 кВ	0,25	90	300
110 кВ	0,2	60	200
35 кВ	0,2	50	150
6–10 кВ	0,05	2	75
Выключатели			
220 кВ	0,015	500	80
110 кВ	0,005	400	80
35 кВ	0,002	300	80
6–10 кВ	0,003	200	80

Приложение 9

Номинальные параметры турбогенераторов

Тип	P_n , МВт	$\cos\varphi$	Q_n , МВАр	U_n , кВ
ТВФ-60-2	60	0,80	45	6,3-10,5
ТВФ-63-2	63	0,80	47	6,3-10,5
ТВФ-100-2	100	0,80	75	10,50
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18,00
ТГВ-200-2	200	0,85	124	15,75
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75
ТГВ-300-2	300	0,85	186	20,00
ТВВ-320-2	320	0,85	198	20,00

Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирува- ния	$U_{ном}$ обмоток, кВ				U_k %			ΔP_k , МВт	$\Delta P_{х3}$, МВт	$I_{х3}$ %	Стои- мость, тыс. руб.
			ВН	ВН	ВН	ВН	ВН	ВН	ВН				
ТДТН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	28,5	140	28,5	0,7	72,3
ТДТН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	39	200	39	0,6	94,4
ТДТН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6; 11	10,5	18	7	53	290	53	0,55	126
ТДТН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,77\%$	230	38,5	6,6; 11	10,5	18,5	7	64	365	64	0,5	137
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6; 11	15	20	6,6	45	130	45	0,9	114,6
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6; 11	11	22	9,5	54	220	54	0,55	130
ТДТН-63000/220	63	$\pm 12 \times 1\%$	230	121	6,6; 11	11	12,5	9,5	55	220	55	0,5	130
АТ/ЦТН- 63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,6; 11	11	35	22	37	200	37	0,45	159
АТ/ЦТН- 125000/220/110	125	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 10,5	11	45	28	65	315	65	0,4	195
АТ/ЦТН- 200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 10,5	11	32	20	105	430	105	0,45	270
АТ/ЦТН- 250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 10,5	11	32	20	120	500	120	0,4	324

Приложение 11

Высоковольтные конденсаторные установки

Тип	Q _н , МВАр	U _н , кВ	Стоимость расчетная, тыс. руб
УК-6-300Л(П) УЗ	0,30	6	1,4
УК-6(10)-450Л(П) УЗ	0,45	6, 10	2,01
УК-6(10)-900Л(П) УЗ	0,90	6, 10	3,71
УК-6(10)-1125Л(П) УЗ	1,125	6, 10	4,69
УКЛ(П)-6(10)-450 УЗ	0,45	6, 10	2,08
УКЛ(П)-6(10)-900 УЗ	0,90	6, 10	4,14
УКЛ(П)-6(10)-1350 УЗ	1,35	6, 10	5,03

Приложение 12

Номинальные параметры коммутационного оборудования

Тип	U _н , кВ	I _н , А	Завод - изготовитель
Выключатели элегазовые			
ВГК-220	220	3150	ЭНЕРГОМАШ (Екатеринбург) – УРАЛЭЛЕКТРО- ТЯЖМАШ
ВГТ-220	220	2500	
ВЭБ-220	220	3150	
ВГТ-110	110	2500	
ВЭБ-110	110	2500	
ВГТ-110	110	2500	
ВГТ-35	35	3150	
ВГБ-35	35	630; 1000	
ВГГ-35	35	3150	
Вакуумные выключатели			
ВБП-10	10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	ООО «РЗВА- ЭЛЕКТРИК»
ВВ/TEL-10	10	1000; 1600; 2000	ТАВРИДА ЭЛЕК- ТРИК
ВВУ-СЭЩ-П-10	10	2000; 2500; 3150; 4000	ЭЛЕКТРОЩИТ, г. Самара
ВР-10	10	630; 800; 1000; 1600	ООО «РЗВА- ЭЛЕКТРИК»
ВРС-10	10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	
ВРС-6	6	1250; 1600; 2000; 2500; 3150	
Разъединители			
РГ-220 УХЛ 1	220	1000; 2000; 3150	Завод электротехнического оборудования, г. Великие Луки
РГН-220 УХЛ 1	220	1000; 2000; 3150	
РГП-220 УХЛ 1	220	1000; 2000; 3150	
РГ-110 УХЛ 1	110	1000; 2000; 3150	
РГН-110 УХЛ 1	110	1000; 2000; 3150	
РГП-110 УХЛ 1	110	1000; 2000; 3150	

Технико-экономические характеристики кабелей с медными жилами

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая нагрузка, А		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Масса меди, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей		
		в траншее	на конструкциях			в траншее	на конструкциях	в блоках
6	10	80	55	41	0,26	2,31	2,26	2,85
	16	105	65	46	0,42	2,55	2,48	3,1
	25	135	90	47	0,66	2,93	2,8	3,47
	35	180	110	49	0,92	3,36	3,16	3,76
	50	200	145	52	1,38	3,95	3,77	4,5
	70	145	175	59	1,65	4,76	4,46	5,42
	95	195	215	61	2,5	5,74	5,37	6,32
	120	340	250	64	3,16	6,7	6,42	7,4
	150	390	290	66	3,95	7,9	7,4	8,63
	185	440	325	70	4,88	9,3	8,7	10,07
	240	510	375	72	6,33	11,45	10,75	12,35
	16	95	60	38	0,42	2,92	2,75	3,12
10	25	120	85	39	0,66	3,39	3,1	3,5
	35	150	105	43	0,92	3,7	3,46	3,97
	50	180	135	44	1,38	4,35	4,05	4,62
	70	285	200	85	1,65	3,81	3,84	3,97
	95	340	345	86	2,5	4,87	4,88	5,1
	120	390	285	87	3,16	5,9	5,93	6,21
	150	435	330	90	3,96	7,16	7,18	7,53
	185	490	375	92	4,88	8,5	8,62	9,27
	240	570	430	94	6,33	10,86	10,9	11,75

Приложение 14

Технические характеристики кабелей трехфазных с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией без стоимости траншей и конструкции

Рабочее напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Масса алюми- ния, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.		
				Вид прокладки и марка кабелей		
				АПВБ, АПОВБ (10, 20, 35 кВ)		АПВГ, АПОВБГ (10, 20, 35 кВ)
Трехжильные						
6	10	60	42	0,08	1,94	1,5
	16	80	50	0,13	2,1	1,62
	25	105	70	0,2	2,28	1,75
	35	125	85	0,28	2,53	1,93
	50	155	110	0,4	2,87	2,17
	70	190	135	0,66	3,4	2,50
	95	225	165	0,76	3,97	2,93
	120	260	190	0,96	4,55	3,35
	150	300	225	1,2	5,3	3,88
10	16	75	46	0,13	4,16	3,7
	25	90	65	0,2	4,4	3,96
	35	115	80	0,28	4,73	4,23
	50	140	105	0,4	5,17	4,65
	70	165	130	0,56	5,7	5,21
	95	205	155	0,76	6,42	5,94
	120	240	185	0,96	7,28	6,61
	150	275	210	1,2	8,2	7,48

Приложение 15

Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий

Провод		Потери мощно- сти, кВт/км	Длительно допусти- мая токовая нагрузка, А	Длина линии на 1% потер и напряжения при полной нагрузке, м	Общая стоимость, тыс. руб.		
Марка	Сече- ние, мм				Дере- вянные опоры	Деревянные опоры с железобе- тонными приставками	Желе- зобе- тонные опоры
6–10 кВ							
А	25	84	135	210/340	1,65	1,35	1
	35	96	170	230/380	1,75	1,45	1,12
	50	106	215	260/430	1,8	1,6	1,25
	70	116	265	290/490	2,15	1,83	1,45
	95	130	320	320/540	2,4	2,1	1,75
	120	136	375	360/590	2,65	2,35	2
АС	16	82	105	190/316	1,65	1,38	1,17
	25	85	130	210/348	1,75	1,5	1,25
	35	88	175	230/383	1,85	1,63	1,35
	50	113	210	253/422	1,97	1,75	1,5
	70	125	265	284/472	2,18	1,95	1,7
	95	134	320	315/520	2,45	2,2	1,95
	120	140	375	353/570	2,7	2,45	2,2

Технико-экономические характеристики кабелей трехфазных с алюминиевыми жилами без совместимости траншей и конструкций

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая нагрузка, А		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1 % потери напряжения, м	Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс.руб. в зависимости от вида прокладки и марки кабеля						
		в траншее					на конструктивных				В блоке		
		АСБ, АОСБ (20,35кВ)	ААБ, АОАБ (20,35кВ)				ААЩв	АСБГ, АОСБГ (20,35кВ)	ААБГ, АОАБГ (20,35кВ)	ААЩвБ	АСРТ		
6	10	60	42	40	185	0,08	1,81	1,48	1,32	2,08	1,62	1,48	2,33
	16	80	50	45	220	0,13	1,93	1,55	1,4	2,19	1,7	1,54	2,46
	25	105	70	50	260	0,2	2,12	1,68	1,5	2,37	1,81	1,66	2,67
	35	125	85	51	310	0,28	2,35	1,8	1,64	2,56	1,96	1,77	2,88
	50	155	110	54	360	0,4	2,65	2,06	1,83	2,83	2,18	1,98	3,17
	70	190	135	59	410	0,56	3,08	2,33	2,10	3,21	2,44	2,22	3,64
	95	225	165	61	470	0,76	3,6	2,69	2,4	3,7	2,79	2,55	4,21
	120	260	190	64	510	0,96	4,11	3,06	2,72	4,18	3,12	2,84	4,72
	150	300	225	67	560	1,2	4,75	3,48	3,11	4,74	3,5	3,2	5,41
	185	340	250	69	600	1,48	5,48	4	3,56	5,6	4	3,68	6,17
	240	390	290	70	680	1,92	6,56	4,75	4,28	6,43	4,76	4,35	7,4
	10	16	75	46	39	400	0,13	2,36	1,76	1,61	2,44	1,75	1,73
25		90	65	40	510	0,2	2,54	1,91	1,76	2,62	1,89	1,88	3,16
35		115	80	42	560	0,28	2,77	2,08	1,88	2,84	2,07	2,02	3,39
50		140	105	44	660	0,4	3,07	2,29	2,11	3,17	2,3	2,21	3,77
70		165	130	44	780	0,56	3,49	2,6	2,38	3,59	2,61	2,49	4,24
95		205	155	50	860	0,76	4,01	2,99	2,76	4,01	3,03	2,84	4,82
120		240	185	54	930	0,96	4,56	3,37	3,08	4,65	3,41	3,2	5,39
150		275	210	56	1010	1,2	5,21	3,83	3,5	5,28	3,89	3,62	6,08
185		310	235	57	1100	1,48	5,9	4,37	4,01	6,03	4,45	4,1	6,94
240		355	270	58	1250	1,92	7,09	5,2	4,8	7,22	5,26	4,82	8,2

Приложение 17

Конструктивные размеры воздушных линий электропередачи

U _н , кВ	Расстояние между фазами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м
6	1	40–50	10
10	1	40–50	10
35	3	150–200	12
110	4–5	170–250	13–14
150	5,5	200–280	15–16
220	7	250–350	25–30

Приложение 18

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип	S _н , МВА	U _н обмо- ток, кВ		U _к , %	ΔP_k , МВт	ΔP_x , МВт	I _х , %	R _м , Ом	X _м , Ом
		ВН	НН						
ТМ-400/10	400	10	0,23 0,69 0,4 3,15	4,5	5,5–5,9	0,92–1,08	2,1–3,0	3,7	10,6
ТМ-630/10	630	10		5,5	7,6–8,5	1,42–1,68	2,0–3,0	2,12	8,5
ТМ-1000/6	1000	6,3		8	12,2	2,3–2,75	1,5	0,44	2,84
ТМ-1000/10	1000	10		5,5	12,2–11,6	2,1–2,45	1,4–2,8	1,22	5,35
ТМ-1600/10	1600	10		5,5	18	2,8–3,3	1,3–2,6	0,7	3,27
ТМ-2500/10	2500	10		5,5	25–23,5	3,9–4,6	1,0	0,4	2,16

Приложение 19

Технические характеристики самонесущих проводов для воздушных линий электропередачи типа SAXKA

Марка провода	Сечение провода, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км	Реактивное сопротивление, Ом/ км	Емкостная проводимость, мкФ/ км	Допустимый ток нагрева, А	Стоимость на 1 км длины провода, тыс.руб./км
10 кВ	3×35	0,002	0,14	0,21	115	210
	3×70	0,002	0,13	0,26	175	254
	3×120	0,003	0,12	0,32	250	350
	3× 185	0,003	0,11	0,37	320	380
20 кВ	3×35	0,002	0,16	0,15	120	230
	3×70	0,002	0,14	0,18	180	270
	3×120	0,003	0,13	0,22	250	367
	3× 185	0,003	0,12	0,25	325	398
35 кВ	3×35	0,002	0,18	0,12	120	254
	3×70	0,002	0,16	0,15	180	310
	3×120	0,003	0,15	0,18	250	380
	3× 185	0,003	0,14	0,20	325	420

Приложение 20

Технические характеристики самонесущих проводов типа СИП-4, СИПн-4

Сечение провода, мм ²	Диаметр, мм	Расчетная масса на 1 км/кг	Допустимый ток, А	Максимальное сопротивление, Ом/ км	Стоимость на 1 км длины провода, тыс. руб./км
2×25	19	202	95	1,200	91
2×35	20	265	115	0,868	95
2×50	23	363	140	0,641	110
2×70	27	490	180	0,443	150
2×95	31	637	220	0,320	178
3×25	20	303	95	1,200	101
3×35	22	396	115	0,868	125
3×50	25	540	140	0,648	136
3×70	29	735	180	0,443	180
3×95	33	1031	220	0,320	213
3×120	36	1219	250	0,253	262
4×25	23	404	95	1,200	65
4×35	24	528	115	0,868	176
4×50	29	718	140	0,648	214
4×70	32	980	180	0,443	200
4×95	39	1375	220	0,320	211
4×120	41	1625	250	0,253	310

Учебное издание

ДУБИНА Ира Алексеевна
БУЛАНОВА Ольга Викторовна
ХЛАМОВА Александра Владимировна

Проектирование электрических сетей энергетических систем

Учебное пособие

Редактор Н.П. Боярова
Компьютерная верстка Л.М. Недялковой

Подписано в печать 22.01.2013. Рег. № 44-12. Формат 60х84/16. Бумага тип. № 1.
Плоская печать. Усл.печ.л. 10,25. Тираж 100 экз. Заказ 29



Издательский центр ФГБОУ ВПО «МГТУ»
455000, Магнитогорск, пр. Ленина, 38
Полиграфический участок ФГБОУ ВПО «МГТУ»