

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГУМАНИТАРНО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»

Дудов М.Х.

Электроэнергетические системы и сети

Методические указания к курсовому проекту
для студентов направления подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
всех форм обучения

г. Черкесск, 2018 г.

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроснабжение»

Протокол № от 20 г.

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом СевКавГГТА.

Протокол № от 20 г.

Рецензенты:

Эркенов Н.Х. – к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение»

Дудов М.Х. Электроэнергетические системы и сети:

методические указания к курсовому проекту

направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

всех форм обучения /Дудов М.Х. – Черкесск: БИЦ СевКавГГТА, 2018. – 60 с.

В учебно-методическом пособии приведены необходимые теоретические сведения по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети». Представлены задания к курсовому проекту для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение | 3 |
| 1. Содержание курсового проекта | 4 |
| 1.1 Содержание расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта | 4 |
| 1.2 Исходные данные для проектирования районной электрической сети | 5 |
| 2. Методика решения основных вопросов проекта | 7 |
| 2.1. Определение мощности генераторов электростанций | 7 |
| 2.2. Выбор вариантов схем электрических сетей | 7 |
| 2.3. Выбор номинального напряжения участков электрической сети | 17 |
| 2.4. Выбор сечения проводов воздушных линий | 18 |
| 2.5. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов электростанций и подстанций | 20 |
| 2.6. Техничко-экономические расчеты | 22 |
| 2.7. Электрический расчет сети | 23 |
| 2.8. Себестоимость передачи электроэнергии | 28 |
| 3. Пример курсового проекта | 30 |
| Рекомендуемая литература | 48 |
| Приложения | 49 |

Введение

Задачей данного курсового проекта является: определение параметров элементов электрической сети и составление схем замещения, на основе которых ведётся расчёт режимов сети.

При решении различных задач энергетики и электрификации, приходится учитывать влияние электрических сетей. Поэтому каждый инженер в области электроэнергетики должен иметь необходимые сведения о свойствах, технико-экономических показателях и условиях работы электрических сетей. Эти сведения нужны как при выполнении технико-экономических расчётов при сравнении вариантов различных решений, так и для выбора оборудования с учётом режимов его работы. Курсовой проект по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» выполняют студенты направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» дневной и заочной форм обучения. Этот проект должен развить у студента навыки практического использования знаний, которые он получил при изучении дисциплин «Теоретические основы электротехники», «Высшая математика», «Физика». Первые шаги в области проектирования убеждают студента, что полученные знания и умения проводить различные расчеты сетей недостаточны для выполнения проекта. Расчетные задачи решаются по определенным формулам по известной методике на основе необходимых исходных данных. Задачи, которые поставлены в проекте электрической сети, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выполнение курсового проекта дает возможность студенту получить некоторый опыт в проектировании электрических сетей и развить проектное мышление.

В методическом указании изложены требования к содержанию и объёму курсового проекта. Наряду с изложением общих указаний и рекомендаций по его выполнению приводится теоретический материал, в котором рассматриваются узловые моменты в области передачи и распределения электрической энергии.

1. Содержание курсового проекта

1.1. Содержание расчетно-пояснительной записки и графической части курсового проекта

В состав расчетно-пояснительной записки (ПЗ) входит: задание на проектирование, подписанное руководителем, инженерные и технико-экономические расчеты, обоснование выбора технических решений, основанных на нормативной и технической литературе.

ПЗ оформляется в соответствии с общими требованиями к текстовым документам, согласно ГОСТ, на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210x297 мм). Текст разделяют на разделы и подразделы, пункты и подпункты, порядковые номера которых обозначаются арабскими числами с точкой. Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей ПЗ курсового проекта, подразделы - в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. Наименования разделов должны быть краткими. Наименования разделов записывают в виде заголовков (симметрично тексту) прописными буквами. Переносы слов заголовков не допускаются, точку в конце заголовка не ставят.

Материал ПЗ следует излагать грамотно, в логической последовательности, по возможности кратко.

Терминология и определения в тексте ПЗ должны быть едиными и соответствовать установленным стандартам, а при отсутствии стандарта - общепринятым в научно-технической литературе. В тексте не должно быть подчеркнутых и сокращенных слов (за исключением общепринятых сокращений, установленных ГОСТ).

В расчетную формулу следует подставлять цифры и результаты расчетов с указанием размерности полученных величин. Повторные расчеты, их результаты, варианты технико-экономических обоснований, справочные данные или директивные требования «Правил устройства электроустановок» целесообразно представлять в виде таблиц.

Цифровой материал в тексте ПЗ оформляют, как правило, в виде таблиц. Все таблицы в пределах раздела нумеруют арабскими цифрами. Номер таблицы состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой. При наличии заголовка надпись «Таблица» пишут слева от заголовка.

Основным содержанием курсового проекта является разработка на стадии технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта формирования районной электрической системы, охватывающей несколько крупных центров электропотребления (населенных пунктов и промышленных предприятий) и одну электростанцию.

Проектируемая электрическая сеть должна удовлетворять условиям надёжности и экономичности, обеспечивать качество энергии у потребителей, удобство эксплуатации и возможность дальнейшего развития.

Указанные условия могут быть достигнуты рациональным решением

следующих основных вопросов:

1. Выбор количества и мощности генераторов электростанции и подстанций.
2. Выбор напряжения и схемы электрической сети района.
3. Определение сечения проводов линий электропередачи.
4. Выбор количества и мощности трансформаторов электростанции и подстанций.
5. Выбор схемы электрических соединений электрической станции и подстанции.
6. Расчет распределения потоков мощности при различных режимах работы.
7. Определение себестоимости передачи электроэнергии.

Графическая часть проекта иллюстрирует результаты работы и выполняется на листах ватмана формата А1 (594x841 мм). Все чертежи должны выполняться в соответствии с ГОСТ. Каждый чертеж должен иметь основную надпись, расположенную в правом углу формата (см. рис. 1).

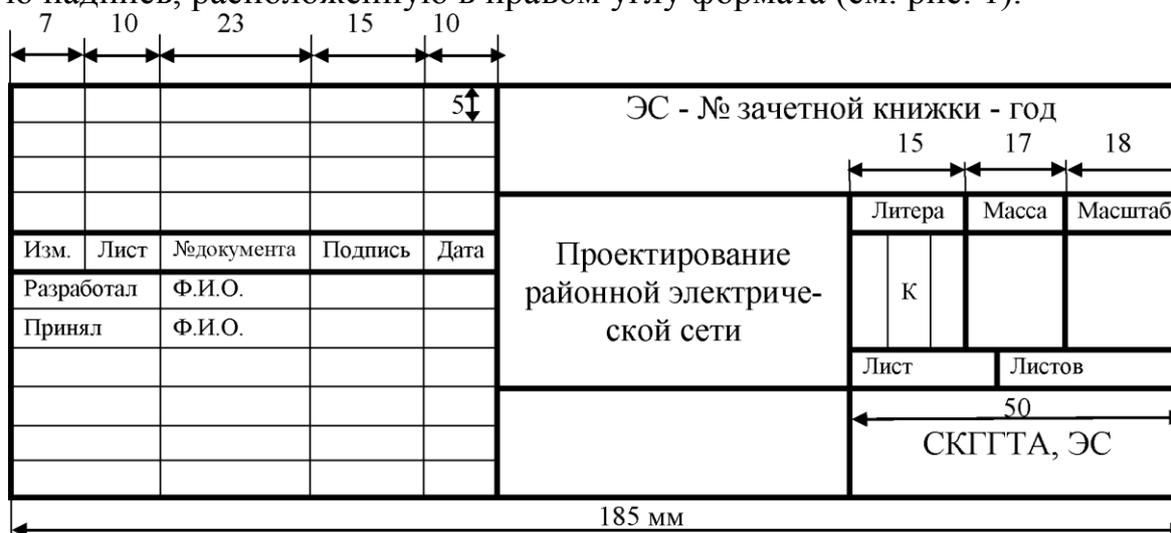


Рисунок 1 - Основная надпись на чертежах

Все надписи на схемах выполняют чертежным шрифтом по ГОСТ. Масштабы и степень детализации выбирают по условиям целесообразности. На каждом листе графический материал следует располагать равномерно по всей площади так, чтобы в среднем было заполнено 70-80 % общей площади листа.

Графическая часть курсового проекта должна содержать планы 2-х вариантов схемы районной сети, их технико-экономические показатели, однолинейные схемы электрической сети для 2-х вариантов.

1.2. Исходные данные для проектирования районной электрической сети

Задание на разработку курсового проекта выдается студенту персонально по таблице из ФОС на кафедре и утверждается заведующим кафедрой.

В задании приводятся следующие данные:

1) координаты (x ; y) размещения электрической станции и центров потребления электрической энергии;

2) основные характеристики электрической нагрузки в центрах потребления: максимальная активная мощность - P , МВт; коэффициент реактивной мощности - $\text{tg}\varphi$; продолжительность использования наибольшей нагрузки - T_{max} , час; требуемая категория надежности электроснабжения; номинальное напряжение распределительной сети - $U_{\text{ном}}$, кВ;

3) сведения, характеризующие местность сооружения районной сети: район по климатическим признакам; географическое расположение.

2. Методика решения основных вопросов проекта

В настоящее время при проектировании электрических сетей широко применяется метод вариантного сопоставления. При использовании этого метода намечается несколько возможных вариантов проектного решения. Для количественной оценки экономичности варианта технического решения проектируемой сети используют приведённые народнохозяйственные затраты. Критерием, по которому выбирается наиболее оптимальный вариант, является минимум приведённых затрат.

2.1. Определение мощности генераторов электростанций

В электрической системе отсутствуют элементы, в которых электрическая энергия может аккумулироваться в значительных количествах. Поэтому в каждый момент времени установившегося режима системы её электрические станции должны выдавать мощность, равную сумме мощностей потребителей и потерь в сети, т.е. должен иметь место баланс мощностей.

Суммарная активная мощность электростанции системы, выдаваемая в сеть источниками:

$$P_{ЭС} = \sum P_{i\max} + \Delta P + P_{CH} + P_{PEЗ} \quad (1)$$

где $\sum P_{i\max}$ - суммарная активная мощность источников, отдаваемая в проектируемую сеть, МВт;

$\Delta P = 0,1 \cdot \sum P_{i\max}$ - потери активной мощности в сети;

$P_{CH} = \alpha \cdot (\sum P_{i\max} + \Delta P)$ - потребляемая активная мощность электростанции на собственные нужды (для ГРЭС принимают $\alpha = 0,06 - 0,09$), МВт; кроме того, на электростанции должен быть резерв мощности:

$$P_{PEЗ} = 0,1 \cdot (\sum P_{i\max} + \Delta P + P_{CH}). \quad (2)$$

Мощность одного генератора системы может быть определена по формуле:

$$P_{ГЕН} = (0,15...0,25) \cdot P'_{ЭС}.$$

где $P'_{ЭС}$ - мощность генераторов электростанции без учета резервной ($P'_{ЭС} = P_{ЭС} - P_{PEЗ}$).

По полученному значению $P_{ГЕН}$ выбираем мощность одного генератора системы. Технические характеристики генераторов приведены в Приложении 1 табл. 1 или [2, табл. 6.1, с. 228].

Число генераторов на электростанции, включая резервный, может быть определено по формуле:

$$n_{ГЕН} = (P'_{ЭС} / P_{ГЕН.НОМ}) + 1 \quad (3)$$

2.2. Выбор вариантов схем электрических сетей

При построении схем систем передачи и распределения электроэнергии решаются основные задачи выбора схем выдачи мощности новых (реконст-

рулируемых) электростанций, мест размещения новых подстанций и схем их присоединения к существующим (проектируемым) сетям, схем электрических соединений электростанций и подстанций, мест размещения компенсирующих и регулирующих устройств.

К схемам электрических сетей предъявляются следующие требования:

1. Обеспечение необходимой надежности. Имеются два принципиальных подхода к оценке надежности схем сетей. Первый опирается на нормативные документы, в которых все электроприемники по требуемой степени надежности разделяются на три категории.

В соответствии с ПУЭ электроприемники разделяются на три категории. К наиболее ответственным электроприемникам I категории отнесены такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны иметь питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника. Из состава электроприемников I категории выделена особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для таких электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, аккумуляторные батареи и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены те, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электроприемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала. Питание электроприемников данной категории допускается по одной воздушной линии, либо по одной кабельной линии с двумя и более кабелями, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта в ней или замены повредившегося трансформатора из централизованного резерва за время не более 1 суток.

Остальные электроприемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 суток.

Второй подход предполагает экономическую (количественную) оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии. Его рекомендуют использовать,

прежде всего, в тех случаях, когда сравниваемые варианты схем сети существенно отличаются по надежности электроснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на повышение надежности. Недостаток такого подхода заключается в неоднозначности численных значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, несмотря на то, что их определению посвящено достаточно большое количество научных работ.

2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии. Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников $\pm 5\%$ и предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$. Вероятность появления отклонений напряжения между нормативно допустимыми и предельно допустимыми не должна превышать 0,05.

3. Достижение гибкости сети. Здесь подразумевается два аспекта. Первый предполагает, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в т.ч. послеаварийных, при отключении отдельных элементов. Второй аспект выражает требование создания такой конфигурации сети, которая позволяет ее последующее развитие без существенных изменений созданной ранее сети.

4. Максимальное использование существующих сетей. Это требование сочетается с предыдущим (гибкость сети) и отражает то, что сеть должна представлять динамически развивающийся объект.

5. Обеспечение максимального охвата территории. Сущность этого требования заключается в том, что конфигурация сети должна позволять подключение к ней всех потребителей, расположенных на данной территории, независимо от ведомственной подчиненности и форм собственности.

6. Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания. В схеме сети с одной стороны токи короткого замыкания должны быть достаточны по значению для реагирования на них устройств релейной защиты, а с другой - ограничены с целью возможности использования выключателей с меньшей отключающей способностью. Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс путей: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др.

7. Обеспечение возможности выполнения релейной защиты, противаварийной и режимной автоматики. Данное требование связано с оптимизацией токов короткого замыкания и различными допустимыми режимами.

8. Создание возможности построения сети из унифицированных элементов. Применение унифицированных элементов линий электропередачи и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектной схемы сети. Поэтому целесообразно применять технически и экономически обоснованное минимальное количество схем новых решений.

9. Обеспечение условий охраны окружающей среды. Это требование при построении схемы сети может быть выполнено за счет уменьшения отчуждаемой территории путем применения двухцепных и многоцепных ли-

ний, в т.ч. повышенной пропускной способности, простых схем подстанций и т.п.

При составлении вариантов конфигурации электрической сети руководствуемся следующими рекомендациями:

1. суммарная длина всех линий должна быть как можно меньше;
2. передача электрической энергии от источника к пунктам потребления должна производиться по кратчайшему пути с меньшим числом трансформаций;
3. необходимо стремиться к отсутствию незагруженных линий;
4. разработку вариантов следует начинать с наиболее простых конфигураций сетей - радиальных, магистрально-радиальных, кольцевых;
5. каждый составленный вариант конфигурации электрической сети должен удовлетворять условиям надежности;
6. в аварийных режимах линии не должны перегружаться.

Выбор рациональной схемы соединений сети является одной из основных и трудных задач проекта. При установлении возможных вариантов построения электрической сети принимаются во внимание такие требования, как обеспечение достаточной пропускной способности, качество электроэнергии, экономичность и гибкость работы сети, обеспечение необходимой надёжности электроснабжения потребителей.

Намеченные варианты сети не должны быть случайными. Каждый вариант схемы должен быть тщательно оценен с точки зрения надёжности.

Схема сети должна строиться с учетом максимального охвата территории с целью обеспечения электроэнергией всех расположенных на этой территории потребителей. Должно быть обеспечено качество электроэнергии у потребителей в соответствии с ГОСТ. Схема сети должна быть достаточно простой и гибкой. Она должна быть приспособляемой к разным режимам распределения мощности, возникающим в результате изменений нагрузок потребителей или при аварийных отключениях отдельных элементов сети. Необходимо иметь возможность выполнения простой релейной защиты и автоматики.

Из вариантов, удовлетворяющих указанным требованиям по результатам технико-экономического сравнения выбирается наиболее экономичный.

Основными видами схем электрической сети являются разомкнутые радиальные нерезервированные сети, разомкнутые резервированные сети (рис. 2) и замкнутые (кольцевые) электрические сети (рис. 3).

Радиальные электрические сети, являясь наиболее дешёвыми, получили широкое распространение, несмотря на то, что отключение головного участка приводит к погашению всех подключенных к сети потребителей.

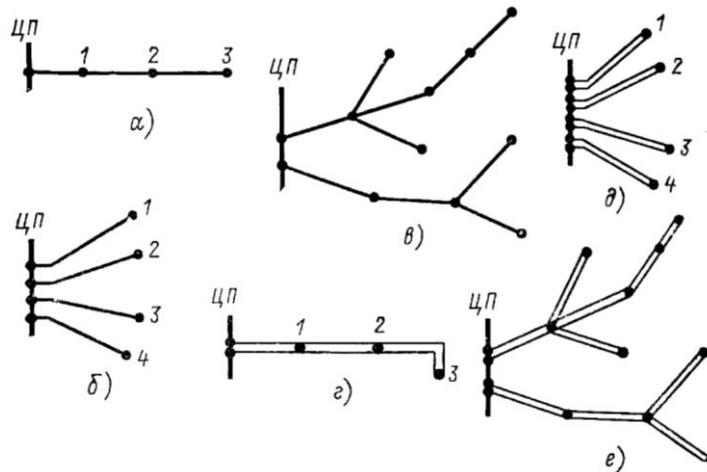


Рисунок 2 - Схемы разомкнутых сетей: а, б, в - магистральная, радиальная и радиально-магистральная нерезервированные; г, д, е - магистральная, радиальная и радиально-магистральная резервированные.

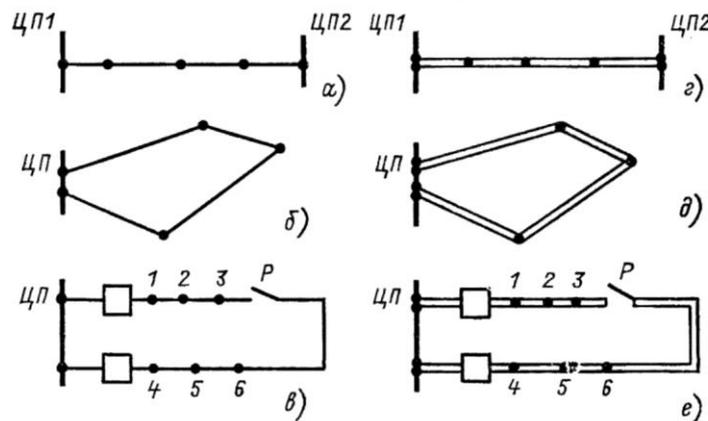


Рисунок 3 - Схемы замкнутых сетей: а - одноцепная линия с двухсторонним питанием; б - одноцепная кольцевая; в - одноцепная петлевая; г - двухцепная линия с двухсторонним питанием; д - двухцепная кольцевая; е - двухцепная петлевая.

Разомкнутые резервированные сети предусматривают прокладку к одной подстанции двух линий, работающих нормально раздельно. При повреждении одной из линий автоматика переключает нагрузку на оставшуюся в работе линию.

Схемы замкнутых сетей могут быть весьма разнообразными. Наиболее простыми из них являются кольцевые схемы и линии с двухсторонним питанием. К недостаткам их следует отнести сложность устройств релейной защиты и трудности ограничения токов короткого замыкания.

По мере роста мощности системы и появление сетей более высокого напряжения (ВН) возникает необходимость в секционировании замкнутых сетей более низкого напряжения (НН) с сохранением связи между ними через трансформаторы и сеть высокого напряжения. Преимуществом схемы приведённой на рис. 3, а и г заключается в большей надёжности (два источника питания) и меньшей стоимости, так как суммарная длина при этой схеме сети уменьшается.

При построении схемы электрической сети необходимо учитывать, что двухцепные воздушные линии электропередачи сооружаются на напряжении

35...220 кВ, двухцепные опоры для ВЛ 330 кВ имеют ограниченную область применения (в I - II климатических районах), на напряжении 500 кВ они не применяются.

Мощность, число и напряжение линий сети района влияют на схему электрических соединений электростанций.

Для простоты в курсовом проектировании можно полагать, что электростанции имеют блочные схемы. Принципиальные схемы электрических соединений станций представлены на рис. 4.

На рис. 4 приведены типовые схемы РУ 35-750 кВ, а в табл. 1 - перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5Н, 330-7 и т.п.). В настоящее время использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями. К номерам типовых схем, в которых отделители и короткозамыкатели заменены на выключатели, добавлен индекс «Н» (3Н, 4Н, 5Н, 5АН). Для РУ ВН, характеризующихся меньшим числом присоединений, как правило, применяются более простые схемы: без выключателей или с числом выключателей один и менее на каждое присоединение. Для РУ СН применяются схемы с системами шин и с числом выключателей более одного (до 1,5) на присоединение.

Таблица 1 Типовые схемы РУ 35-750 кВ

| Номер типовой схемы по рис. 4 | Наименование схемы | Область применения | | | Дополнительные условия |
|-------------------------------|--|--------------------|--------------------|---------------------------------|---|
| | | Напряжение, кВ | Сторона подстанции | Количество присоединяемых линий | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Блок (линия- трансформатор) с разъединителем | 35-330 | ВН | 1 | 1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса |
| 3Н | Блок (линия- трансформатор) с выключателем | 35-220 | ВН | 1 | Тупиковые и ответвительные ПС |
| 4Н | Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий | 35-220 | ВН | 2 | 1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отделителей |
| 5Н | Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий | 35-220 | ВН | 2 | 1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВА включительно |
| 5АН | Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов | 35-220 | ВН | 2 | 1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ-А включительно |
| 7 | Четырехугольник | 220 - 750 | ВН | 2 | На напряжении 220 кВ - при мощности трансформаторов 125 МВА и более |
| 8 | Расширенный четырехугольник | 220 | ВН | 4 | 1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ |

| Окончание табл. 1 | | | | | |
|-------------------|--|--------------|------------------|---------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 9 | Одна секционированная система шин | 35 | ВН, СН, НН | 3 и более | |
| 12 | Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателем | 110 - 220 | ВН, СН | 3 и более | Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию |
| 13 | Две несекционированные системы | 110 - 220 | ВН, СН | 3-13 | При невыполнении условий для применения схемы 12 |
| 14 | Две секционированные системы шин с обходной | 110 - 220 | СН | Более 13 | 1. При невыполнении условий для применения схемы 12 2. На 220 кВ при 3-4 трансформаторах по 125 МВА и более при общем числе присоединений 12 и более 3. При необходимости деления сети для снижения токов КЗ |
| 15 | Трансформаторы - шины с присоединением линий через два выключателя | 330 - 750 | ВН, СН | 330 - 500 кВ -4; 750 кВ-3 | Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ |
| 16 | Трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий | 330 750 | ВН, СН | 5-6 | |
| 17 | Полуторная схема | 330 750 | ВН, СН | 6 и более | |

Примечание: Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1 и 3Н, предусматривающих установку одного трансформатора).

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

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

Мостиковые схемы 5, 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110 - 220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора; в последнем случае количество выключателей определяется необходимостью.

Схема четырехугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН, а на напряжении 330 - 750 кВ для всех ПС, присоединенных к сети по двум ВЛ. На первом этапе при одном АТ устанавливается три выключателя.

Схема 8 может применяться для узловых ПС 220 кВ (при трех - четырех ВЛ). При этом присоединение АТ должно осуществляться к более коротким ВЛ, не имеющим ОАПВ. Схема применима также при двух ВЛ и необходимости установки четырех АТ.

Схемы с одной и двумя системами шин. Схема 35-9 используется, как правило, на стороне СН и НН ПС 110 - 330 кВ.

При рассмотрении области применения схем 12 - 14 следует руководствоваться «Общими техническими требованиями к подстанциям 330-750 кВ нового поколения», согласно которым для РУ 220 кВ, как правило, применяются одинарные секционированные системы шин, двойные и обходные системы шин применяются только при специальном обосновании, в частности, в недостаточно надежных и нерезервированных электрических сетях.

Схема 110-12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, 4 ВЛ), схемы 110-12 и 220-12 - на стороне СН ПС 220(330)/110/НН кВ и 500/110/НН кВ.

Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ.

Однако сохранение радиальных ВЛ в течение длительного времени маловероятно. Тем не менее, вне зависимости от типовых рекомендаций, по требованиям эксплуатационных организаций на стороне СН ПС 220 (330, 500) кВ схема 13 находит более широкое применение, чем схема 12.

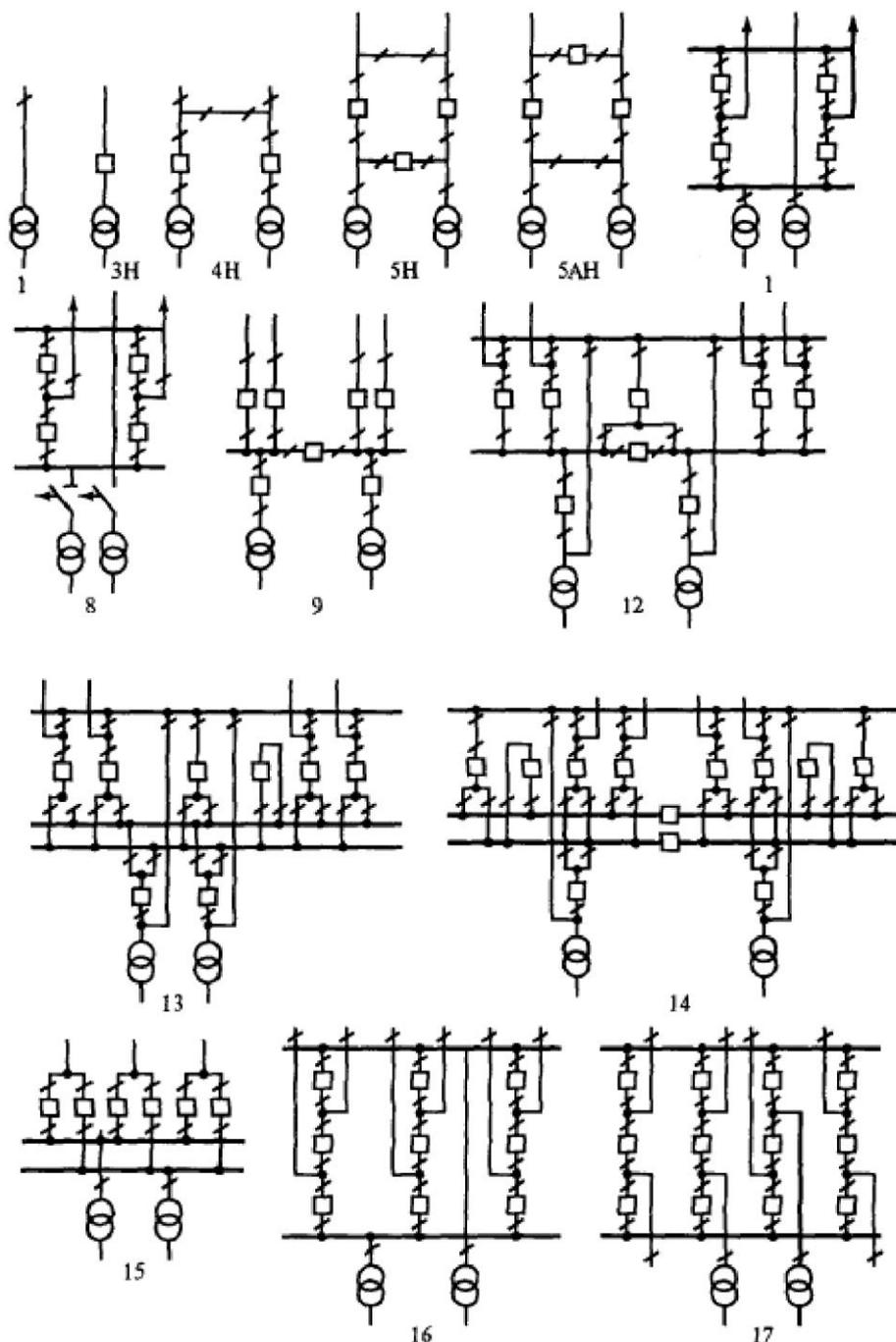


Рисунок 4. Типовые схемы распределительных устройств 35-750 кВ 1 - блок (линия-трансформатор) с разъединителем; 3Н - блок (линия-трансформатор) с выключателем; 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; 5Н - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий; 5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; 7 - четырехугольник; 8 - расширенный четырехугольник; 9 - одна секционированная система шин; 12 - одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционными и обходными выключателями; 13 - две несекционированные системы шин; 14 - две секционированные системы шин с обходной; 15 - трансформаторы - шины с присоединением линий через два выключателя; 16 - трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий; 17 - полуторная схема.

Схема 14 имеет значительно меньшую область применения, так как с учетом мощности используемых АТ и пропускной способности ВЛ 110 - 220

кВ количество присоединений на СН 110 и 220 кВ не должно превышать 15.

Схемы трансформаторы - шины и с полутора выключателями на присоединение 15-17 применяются для РУ ВН подстанций 330-750 кВ и РУ СН ПС 750/330 и 1150/500 кВ. Схемы 16-17 для напряжений 330-500 кВ применяются, как правило, на стороне СН. При четырех АТ (схемы 15, 16) или числе линий больше шести (схемы 16,17), а также по условиям устойчивости системы проверяется необходимость секционирования шин.

2.3. Выбор номинального напряжения участков электрической сети

Одновременно со схемой сети выбирается и напряжение сети, которое определяется мощностью нагрузок и их удалённостью от источника питания. Сеть меньшего номинального напряжения обычно получается несколько дешевле, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за увеличения потерь мощности и электроэнергии. При повышении напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, уменьшаются затраты проводникового материала, облегчается дальнейшее развитие сети, но при этом увеличиваются капитальные затраты на сооружение сети.

Номинальное напряжение линии электропередачи является, главным образом, функцией двух параметров: мощности P , передаваемой по линии, и расстояния L , на которое эта мощность передается. В связи с этим имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии, предложенных разными авторами.

Удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений в диапазоне от 35 до 1150 кВ дает эмпирическая формула, предложенная Г. А. Илларионовым:

$$U_{НОМ} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}} \quad (4)$$

где: L - длина линии, км; P - передаваемая мощность, МВт. Если полученное по этой формуле напряжение близко к одному из стандартных, то это стандартное напряжение принимается в качестве номинального. Если же полученное напряжение находится близко к середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта, то есть вариант с меньшим номинальным напряжением и вариант с большим номинальным напряжением.

При этом длина линии:

$$l = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} \quad (5)$$

где x_1, x_2, y_1, y_2 - координаты точек.

Из намеченных вариантов схемы электроснабжения района на основании предварительных подсчетов и соображений выбираются два наиболее целесообразных варианта, которые подлежат более подробному технико-экономическому сравнению. При одинаковом напряжении сети выбор этих двух вариантов производится на основе сравнения длин линий, числа выключателей и обеспечения мощности и гибкости работы сети. Длины линий оп-

ределяются с помощью масштаба с учетом непрямолинейности трасс. Действительные длины линий принимаются на 10% больше длины измеренных по прямой линии.

В случае когда некоторые из намеченных вариантов схемы электропитания имеют различные напряжения сети, дополнительно подсчитываем капиталовложения на их выполнение (стоимость линий, ячеек выключателей и трансформаторов подстанций). Для последующего более подробного обследования выбираются два варианта, обеспечивающих нужную надёжность и гибкость электропитания и требующих наименьших капиталовложений на их сооружение.

2.4. Выбор сечения проводов воздушных линий

Рекомендуется использовать метод экономической плотности тока для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 220 кВ включительно, жил кабельных линий электропередачи напряжением до 35 кВ включительно.

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, жил кабельных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше должен производиться на основе технико-экономических расчетов.

Сечение проводов проверяется на соответствие другим условиям (корона на линии, допустимая длительная токовая нагрузка по нагреву, потери и отклонения напряжения, термическая устойчивость при токах короткого замыкания).

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения не подлежат линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше, а проверка по термической устойчивости при токах короткого замыкания производится только для кабельных линий, сборных шин и шинопроводов.

Выбор сечения проводов по экономической плотности тока.

Сечение проводов проектируемой линии электропередачи, определяется по формуле:

$$F = \frac{I_{MAX}}{j_{ЭК}} \quad (6)$$

где $j_{ЭК}$ - нормированное значение экономической плотности тока (A/mm^2), выбираемое по табл. 2 в зависимости от района сооружения сети и продолжительности использования наибольшей нагрузки; I_{MAX} - максимальный ток линии в условиях нормальной работы (A).

$$I_{MAX} = \frac{S_{ЛЭП}}{n_y \sqrt{3}U} \quad (7)$$

где $S_{ЛЭП}$ максимальная мощность, протекающая по линии в условиях нормальной работы; U - напряжение линии электропередачи; n - число цепей.

Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего

стандартного значения.

Таблица 2 Экономическая плотность тока для алюминиевых и сталеалюминевых голых проводов

| Район | Продолжительность использования максимума нагрузки, час | | |
|---|---|-------------|------------|
| | 1000 - 3000 | 3000 - 5000 | более 5000 |
| Европейская часть РФ, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток | 1,3 | 1,1 | 1,0 |
| Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия | 1,5 | 1,4 | 1,3 |

Проверка выбранного сечения провода по условиям короны.

По условиям исключения общей короны и радиопомех сечение проводов выбирается таким образом, чтобы напряженность поля у поверхности любого провода не была больше определённого допустимого значения. При малых диаметрах провода напряженность электрического поля у поверхности провода велика. Увеличение диаметра может снизить величину этой напряженности до значений, при которых корона либо вообще не развивается, либо проявляется в незначительной степени.

В таблице 3 приведены наименьшие допустимые значения сечения и диаметра провода и соответствующие марки проводов для воздушных линий различных напряжений.

Таблица 3 Минимальные сечения и диаметр провода по условиям короны

| Номинальное на напряжение, кВ | Количество проводов в фазе | Диаметр провода, мм | Сечение сталеалюминевго провода, мм |
|-------------------------------|----------------------------|---------------------|-------------------------------------|
| 110 | 1 | 11,3 | 70/11 |
| 150 | 1 | 15,2 | 120/19 |
| 220 | 1 | 21,6 | 240/39 |
| 330 | 2 | 21,6 | 240/39 |
| | 3 | 17,1 | 150/24 |
| 500 | 3 | 24,0 | 300/39, 300/66 |
| 750 | 4 | 29,1 | 400/93 |
| | 5 | 22,4 | 240/56 |

Примечание: 1. Воздушные линии 330-500 кВ могут выполняться с различным числом проводов в фазе (расщепленные провода). При этом напряженность электрического поля на проводе должна быть 28 кВ/см.

2. Расстояние между проводами в расщепленной фазе 300-600 мм.

Проверка выбранных проводов по длительной допустимой токовой нагрузке (по нагреву).

При проектировании электрических сетей необходимо учитывать условия допустимого нагрева проводов в послеаварийных режимах, когда на отдельных участках ток линии может быть значительно больше нормального режима. Условия проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \cdot \quad (8)$$

Для разомкнутой сети аварийным принимается режим обрыва одной цепи:

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{раб}}, \quad (9)$$

где I_{max} - максимальный ток при аварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток провода, А.

Для кольцевой сети рассматривают два случая аварии; обрыв ВЛ на головных участках поочередно и соответственно определяют:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{ab}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (10)$$

где S_{ab} - нагрузка головного участка сети при обрыве ВЛ.

Если сечение провода, выбранное по экономической плотности тока, не удовлетворяет условиям проверок п.п. 2.4.2 и 2.4.3, то необходимо выбрать большее сечение, которое будет удовлетворять этим условиям.

2.5. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов электростанций и подстанций

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшие масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Если принять к установке на электростанции блочную схему, то в этом случае:

$$S_{\text{ГЕН}} \approx S_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ГЕН}}}{\cos \varphi} \quad (11)$$

Следует отметить, что повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто пу-

тем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых, будет рассчитана на 70% максимальной нагрузки подстанции, т.е.

$$S_{TP} = (0,6 \div 0,7) \cdot S_{\max П/СТ} \cdot \quad (12)$$

На понижающей подстанции рекомендуется выбрать схему с использованием на стороне высокого напряжения типового РУ с установкой двух трехфазных двухобмоточных трансформаторов, соединенных схемой мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (рис. 3.5). Мощность каждого трансформатора выбирается по формуле (12).

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140% на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную на момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однотрансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 15 лет.

2.6. Техничко-экономические расчёты

В курсовом проекте сравниваются два варианта схем выполнения сети, которые имеют разные величины капитальных вложений и эксплуатационных издержек. Для сопоставления вариантов используют критерий минимума приведенных затрат.

При учебном проектировании сети можно принять, что срок сооружения сетей и подстанций района не более 1 года и условно считать эксплуатационные издержки постоянными по времени.

Тогда приведённые затраты для каждого из равноценных по надёжности вариантов схемы сети определяются по формуле:

$$Z = p_H K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \quad (13)$$

где Z - приведенные затраты; K_{Σ} - единовременные капиталовложения в сооружаемые объекты; I_{Σ} - ежегодные эксплуатационные расходы; p_H - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый в настоящее время в энергетике 0,12.

Оптимальным считается вариант с наименьшими приведёнными затратами.

Техничко-экономическое сопоставление обычно проводят в следующем порядке:

а) определяются капиталовложения для каждого варианта (K), которые складываются из стоимости воздушных линий электропередач и понижающих подстанций сети:

$$K_{\Sigma} = K_L + K_{П/СТ}. \quad (14)$$

В стоимость подстанций входят: стоимость оборудования подстанции и постоянная часть затрат. Стоимость оборудования подстанции включает в себя стоимость ячеек выключателей на стороне высшего напряжения и стоимость трансформаторов (при разных напряжениях сети).

Те элементы сети, которые повторяются в обоих вариантах, не учитываются. Капиталовложения подсчитываются по укрупнённым показателям.

б) определяются ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети по каждому варианту (I):

$$I = I_{ЛЭП} + I_{П/СТ} = \frac{a_{а.ЛЭП} + a_{о.ЛЭП}}{100\%} K_{ЛЭП} + \frac{a_{а.П/СТ} + a_{о.П/СТ}}{100\%} K_{П/СТ} \quad (15)$$

где $K_{ЛЭП}$, $K_{П/СТ}$ - капитальные затраты соответственно на ЛЭП и подстанции; $a_{а.ЛЭП}$, $a_{о.ЛЭП}$ - отчисления соответственно на амортизацию и обслуживание линий, %; $a_{а.П/СТ}$, $a_{о.П/СТ}$ - отчисления соответственно на амортизацию и обслуживание подстанций, %.

в) определяются ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$Z_{ПОТ} = \delta(\alpha K_M \cdot \Delta P_{НБ} + v \cdot \Delta A) \quad (16)$$

где δ - коэффициент, учитывающий увеличение стоимости электроэнергии в зависимости от удалённости сети от источника питания; α - удельные затраты, связанные с необходимостью расширения электростанции

для компенсации потерь мощности в сети, руб/кВт; K_M - коэффициент совпадения расчетной нагрузки проектируемой сети с максимумом энергосистемы; $\Delta P_{НБ}$ - потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок, кВт; ϵ - средняя удельная стоимость электроэнергии, теряемой в сети и удельные затраты на соответствующее расширение топливной базы, руб/кВтч; ΔA - потери электроэнергии за год, кВтч.

При курсовом проектировании можно принять:

$$K_M = 1; \alpha = 24,2 \text{ руб/кВт}; \epsilon = 0,47 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

В затраты на возмещение потерь электроэнергии в сети включаются ежегодные издержки на эксплуатацию сети:

$$I_{\Sigma} = I + Z_{ПOT}. \quad (17)$$

Результаты технико-экономического сопоставления рассматриваемых вариантов рекомендуется свести в таблицу 3.

Таблица 3 Результаты технико-экономического сопоставления вариантов

| Наименование затрат (тыс.руб.) | | Вариант 1 | Вариант 2 |
|---|---|-----------|-----------|
| Капитальные затраты | Стоимость сооружения линий электропередачи | | |
| | Стоимость сооружения подстанций | | |
| | Итого: | | |
| Ежегодные издержки на эксплуатацию сети | Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети | | |
| | Затраты на возмещение потерь электроэнергии в сети | | |
| | Итого: | | |
| Приведённые затраты | | | |

2.7. Электрический расчет сети

После проведения технико-экономического расчета производится электрический расчет оптимального варианта, который ведется в следующей последовательности:

- а) составляется схема замещения сети и определяются параметры элементов схемы замещения;
- б) определяются расчетные мощности подстанций;
- в) производится расчет потокораспределения мощностей в сети.

2.7.1. Схема замещения сети и ее параметры

Схема замещения электрической сети составляется путем объединения схем замещения отдельных элементов сети в соответствии с последователь-

ностью соединения этих элементов в рассчитываемой сети. Схемы замещения отдельных элементов и расчет параметров этих схем приведен ниже.

Линии.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше длиной до 300 - 400 км обычно представляются П-образными схемами замещения с сосредоточенными параметрами (рис. 5): R - активное сопротивление учитывает потери активной мощности на нагрев провода, X - индуктивное сопротивление определяет магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода, G - активная проводимость учитывает затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону) и токи утечки через изоляторы, которыми для ВЛ можно пренебречь, B - емкостная проводимость обусловлена ёмкостями между проводами разных фаз и ёмкостью провод-земля.

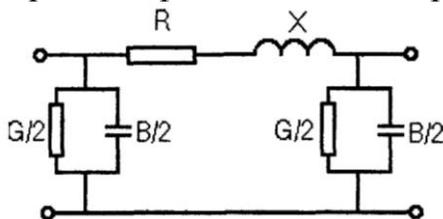


Рисунок 5 - Схема замещения линии 110 кВ

Активное сопротивление линий определяют по формуле:

$$R_{Л} = R_0 \cdot \ell, \quad (18)$$

где R_0 - удельное сопротивление линии при 20°C, Ом/км; ℓ - длина линии, км.

Реактивное сопротивление определяют по формуле:

$$X_{Л} = X_0 \cdot \ell, \quad (19)$$

где X - удельное сопротивление линии, Ом/км; ℓ - длина линии, км. Реактивную проводимость определяют по формуле:

$$B_{Л} = b_0 \cdot \ell, \quad (20)$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость, См/км.

При выполнении проектных расчётов установившихся нормальных режимов сетей с напряжениями до 110 кВ допустимо использовать упрощенные схемы замещения (рис. 6), в которых удельные емкостные проводимости заменяют удельными зарядными мощностями соответствующих линий.

$$Q_{C0} = U_{ном}^2 \cdot b_0. \quad (21)$$

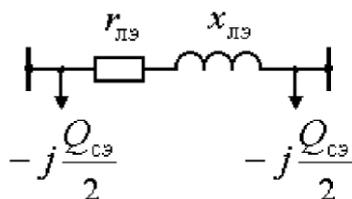


Рисунок 6 - Упрощённая схема замещения линии 110 кВ

Двухобмоточные трансформаторы

Двухобмоточный трансформатор (рис. 7, а) можно представить в виде

Г-образной схемы замещения (рис.7, б). Продольная часть схемы замещения содержит r_T и x_T - активное и реактивное сопротивления трансформатора.

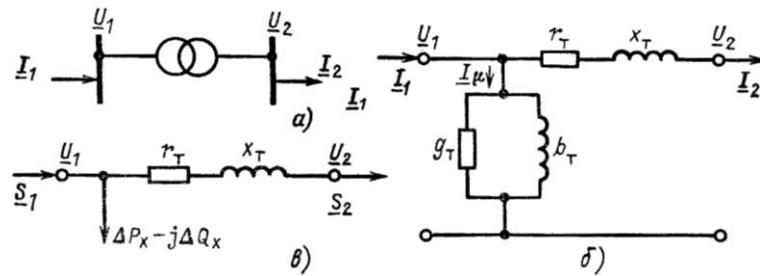


Рисунок 7 - Двухобмоточный трансформатор: а - условное обозначение; б - Г-образная схема замещения; в - упрощенная схема замещения

Поперечная ветвь схемы (ветвь намагничивания) состоит из активной и реактивной проводимостей g_T и b_T . Активная проводимость соответствует потерям активной мощности в стали трансформатора от тока намагничивания I_μ (рис. 7, б). Реактивная проводимость определяется магнитным потоком взаимной индукции в обмотках трансформатора.

В расчетах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при $U_{ном} < 220$ кВ представляются упрощенной схемой замещения (рис.7, в). В этой схеме вместо ветви намагничивания учитываются в виде дополнительной нагрузки потери мощности в стали трансформатора или потери холостого хода.

Для трансформатора, через который проходят ток нагрузки I и мощность $S = P + jQ$, нагрузочные потери активной мощности:

$$\Delta P_{нагр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_T = 3 \cdot I^2 \cdot R_T. \quad (22)$$

Нагрузочные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{нагр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_T = 3 \cdot I^2 \cdot X_T. \quad (23)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности:

$$\Delta P = \Delta P_X + \Delta P_{нагр} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_{кз} \cdot S^2}{S_{ном}^2};$$

$$\Delta Q = \Delta Q_X + \Delta Q_{нагр} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S^2}{100 \cdot S_{ном}}. \quad (24)$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работают параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Если учесть это в выражениях (23) и (24), то получим следующие выражения для суммарных потерь мощности:

$$\Delta P = k \Delta P_X + \frac{\Delta P_{кз} \cdot S^2}{k \cdot S_{ном}^2}, \quad \Delta Q = \frac{k \cdot I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S^2}{k \cdot 100 \cdot S_{ном}}.$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

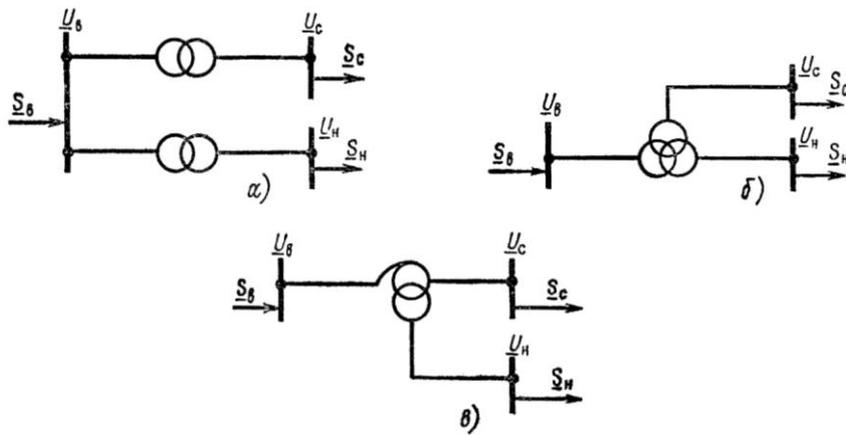


Рисунок 8 - Схемы подстанции с тремя номинальными напряжениями: а - два двухобмоточных трансформатора; б - трехобмоточный трансформатор; в - автотрансформатор

Во многих случаях на подстанции нужны три номинальных напряжения - высшее U_b , среднее U_c и низшее U_n . Для этого можно было бы использовать два двухобмоточных трансформатора (рис.8,а). Более экономично, чем два двухобмоточных, применять один трехобмоточный трансформатор (рис.8,б), все три обмотки которого имеют магнитную связь. Еще более экономично применение трехобмоточных автотрансформаторов, условное обозначение которых в схемах электрических сетей приведено на рис. 8, в.

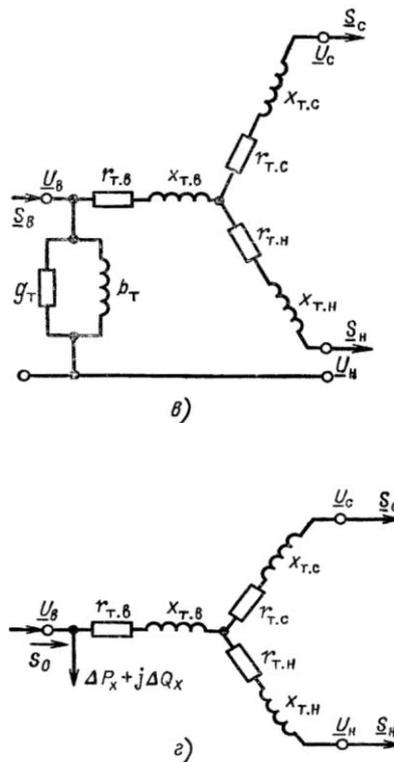


Рисунок 9 - Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор: в, г - Г-образная и упрощенная схемы замещения.

Расчетные мощности.

Расчетные мощности подстанций включают в себя часть зарядной мощности линий, потери мощности в трансформаторах подстанций и мощ-

ность нагрузки подстанций.

При определении расчетной мощности подстанций слагающие этой мощности (зарядные мощности линий и потери мощности в трансформаторах) определяются по номинальному напряжению сети. После определения расчетных мощностей подстанций схема замещения сети существенно упрощается.

Потокораспределение мощностей в электрических сетях.

Расчет потокораспределения мощностей производится по расчетной схеме замещения сети. Последовательность расчета потокораспределения мощностей в разомкнутых и замкнутых сетях несколько различается.

Расчет потокораспределения мощностей в разомкнутых сетях

Расчет потокораспределения мощностей ведут, начиная с наиболее удаленных конечных пунктов сети. При этом принимают, что напряжение во всех узловых точках расчетной схемы равно номинальному напряжению сети. Зная мощность нагрузки у приёмного конца II каждой ветви, определяют значение мощности у её питающего конца I :

$$S_I = S_{II} + \Delta S_{I-II} = S_{II} + \frac{P_{II}^2 + Q_{II}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{I-II}. \quad (25)$$

В узловых пунктах производят сложение значений мощности собственной нагрузки и нагрузок отходящих ветвей. Расчет продолжается до определения значения полной мощности, поступающей в сеть из пункта питания.

Совместный расчет сетей разных номинальных напряжений с приведением всех параметров сетей к одному (базисному) напряжению в разомкнутых сетях не требуется, т.к. каждая из сетей может рассматриваться независимо.

Расчет потокораспределения мощностей в замкнутых сетях

Простейшим видом замкнутой сети является кольцевая сеть, содержащая только один замкнутый контур. При этом сеть может иметь и ответвления, которые заменяются эквивалентной (расчетной) нагрузкой.

Кольцевая сеть (рис. 10) может рассматриваться как линия с двухсторонним питанием, у которой напряжения по концам равны по модулю и по фазе. Направление потоков мощности на отдельных участках линии принимается произвольно, действительное их направление определяется в результате расчета. На первом этапе расчета напряжение в узлах принимают равным номинальному напряжению сети, потери мощности в сети не учитывают (в кольцевой части).

При этих допущениях определяют мощности на головных участках линии:

$$S_{A-1} = \frac{S_1 Z_1 + S_2 Z_2 + S_3 Z_3}{Z_{A-A'}}; \quad S_{A'-3} = \frac{S_1 Z'_1 + S_2 Z'_2 + S_3 Z'_3}{Z_{A-A'}}.$$

Мощность на других участках линии определяют по балансу мощности в узлах $S_{1-2} = S_{A-1} - S_1$.

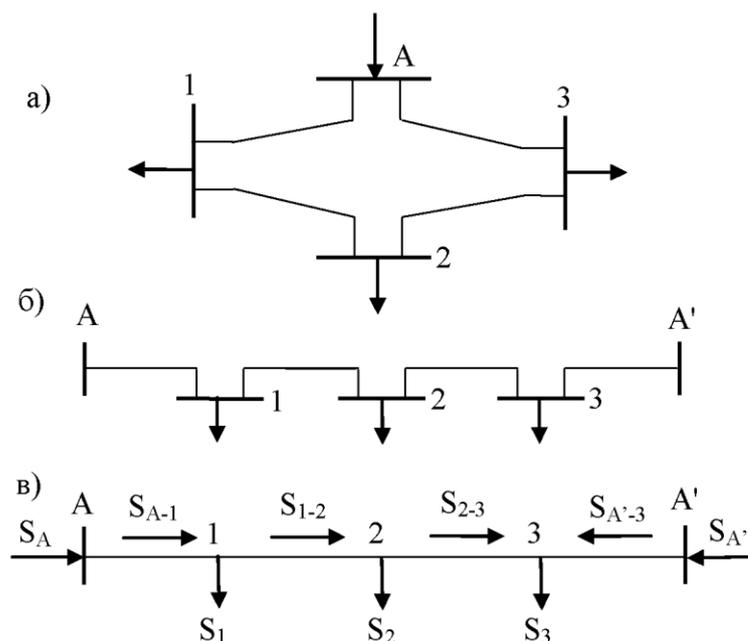


Рисунок 10 - К расчету потокораспределения замкнутой сети

В общем случае при n нагрузках на кольцевой линии:

$$S_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Z_{i-A'}}{Z_{A-A'}}; \quad S_{A'-3} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Z_{i-A}}{Z_{A-A'}}. \quad (26)$$

где Z_{i-A} , $Z_{i-A'}$ - сопротивление линии от точки, в которой включена некоторая промежуточная нагрузка S_i , до точек питания A и A' соответственно.

На основании этого расчета определяются точки потокораздела (точки, в которую мощность поступает с двух сторон). На втором этапе расчета кольцевую сеть размыкают в точке потокораздела. Нагрузка соответствующего узла также разделяется на две части, каждая из которых определяется мощностью, поступающей по соединенной с ней линией. Дальнейший расчет ведут так, как и для разомкнутой сети.

После определения мощности в узле питания, которым в курсовом проекте является электростанция, проверяется баланс мощности в сети:

$$P_{\text{ген}} \geq P_{\text{узла питания}}$$

Учет резервной мощности допускается только в аварийных режимах.

$$Q_{\text{ген}} \geq Q_{\text{узла питания}}$$

если это условие не выполняется, то необходима установка дополнительных источников реактивной мощности.

2.8. Себестоимость передачи электроэнергии

После решения всех, вышеизложенных вопросов курсового проекта, определяется, себестоимость передачи электроэнергии.

Расчет производится по формуле:

$$C = \frac{I + v \cdot \Delta A}{A_{год}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{час.} \quad (29)$$

где $A_{год}$ - количество электроэнергии, полученной потребителями в течение года; v - средняя удельная себестоимость электроэнергии, теряемой в сети и удельные затраты на соответствующее расширение топливной базы, руб/кВт·час; ΔA - потери электроэнергии за год, кВт·час.

3. Пример курсового проекта

Оглавление

Введение

- 1 Определение мощности и числа генераторов электростанции
- 2 Выбор вариантов схем электрических сетей
- 3 Выбор номинального напряжения участков электрической сети
- 4 Выбор сечения проводов воздушных линий
- 5 Выбор трансформаторов и автотрансформаторов
- 6 Технико-экономическое сравнение вариантов сети
- 7 Расчёт себестоимости передачи электроэнергии

Список литературы

Введение

Задачей данного курсового проекта является: определение параметров элементов электрической сети и составление схем замещения, на основе которых ведётся расчёт режимов сети.

Элементами любой электрической сети являются воздушные и кабельные линии электропередач различного номинального напряжения, подстанции с установленными на них трансформаторами и автотрансформаторами, нагрузки в виде отдельных электроприёмников и совокупности их. При решении различных задач энергетики и электрификации, приходится учитывать влияние электрических сетей. Поэтому каждый инженер в области электроэнергетики должен иметь необходимые сведения о свойствах, технико-экономических показателях и условиях работы электрических сетей. Эти сведения нужны как при выполнении технико-экономических расчётов при сравнении вариантов различных решений, так и для выбора оборудования с учётом режимов его работы.

Расчетные задачи решаются по определенным формулам по известной методике на основе необходимых исходных данных. Задачи, которые поставлены в проекте электрической сети, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выбор наиболее удачного варианта электрической сети производится не только путем теоретических расчетов, но и на основе различных соображений, производственного опыта. Выполнение курсового проекта дает возможность получить некоторый опыт проектирования электрических сетей и развить проектное мышление.

Задание на курсовой проект

Координаты $(x; y)$ размещения электрической станции и центров потребления электрической энергии.

Основные характеристики электрической нагрузки в центрах потребления:

максимальная активная мощность – P , МВт;

коэффициент реактивной мощности – $\operatorname{tg} \varphi$;

продолжительность использования наибольшей нагрузки - T_{\max} , час;

требуемая категория надежности электроснабжения;

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

сведения, характеризующие местность сооружения районной сети:

район по климатическим признакам; географическое расположение.

| Координаты $(x; y)$, км | | Мощность подстанции P , МВт | $\operatorname{tg} \varphi$ | $U_{\text{ном}}$, кВ | Категория надежно- сти |
|-----------------------------|-----------|-------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------------|
| ЭС | (80;100) | - | - | - | - |
| п/ст 2 | (20;60) | 150 | 0,37 | 10 | II |
| п/ст 3 | (80;40) | 110 | 0,43 | 35 | III |
| п/ст 4 | (160;120) | 80 | 0,52 | 10 | II |
| п/ст 5 | (120;180) | 70 | 0,62 | 10 | II |

Географический район – Центральная Сибирь

Район по гололеду – II

$T_{\max} = 3900$ час

1 Определение мощности и числа генераторов электростанции

Суммарная мощность электростанции системы может быть определена по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum P_{i_{\max}} + \Delta P + P_{CH} + P_{PE3},$$

где суммарная активная мощность источников, отдаваемая в проектируемую сеть:

$$\sum P_{i_{\max}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 410 \text{ МВт};$$

потери активной мощности в системе:

$$\Delta P = 0,1 \sum P_{i_{\max}} = 0,1 \cdot 410 = 41 \text{ МВт};$$

мощность, расходуемая на собственные нужды электростанции:

$$P_{CH} = \alpha \cdot (\sum P_{i_{\max}} + \Delta P) = 0,07 \cdot (410 + 41) = 31,6 \text{ МВт}$$

(для ГРЭС коэффициент $\alpha = 0,06 \div 0,09$); кроме того, на электростанции должен быть резерв мощности:

$$P_{PE3} = 0,1 \cdot (\sum P_{i_{\max}} + \Delta P + P_{CH}) = 0,1 \cdot (410 + 41 + 31,6) = 48,3 \text{ МВт},$$

Таким образом, суммарная активная мощность электростанции системы, выдаваемая в сеть источниками

$$P_{\Sigma} = 410 + 41 + 31,6 + 48,3 = 530,9 \text{ МВт}$$

Определяем мощность одного генератора электростанции по формуле:

$$P_{ГЕН} = (0,15 \div 0,25) \cdot P'_{\Sigma} = (0,15 \div 0,25) \cdot 482,6 = 72,4 \div 120,7 \text{ МВт},$$

где P'_{Σ} - мощность генераторов электростанции без учета резервной.

Выбираем к установке на электростанции турбогенераторы типа ТВФ мощностью 100 МВт каждый, технические данные которых заносим в таб.1.

Таблица 1 Технические данные генераторов электростанции

| Тип | P, МВт | cosφ | Q, МВАр | U _{НОМ} , кВ | КПД, % |
|-----------|--------|------|---------|-----------------------|--------|
| ТВФ-100-2 | 100 | 0,8 | 75 | 10,5 | 98,4 |

Определяем число генераторов, включая резервный, устанавливаемых на электростанции:

$$n_{ГЕН} = \frac{P'_{\Sigma}}{P_{ГЕННОМ}} + 1 = \frac{482,6}{100} + 1 = 4,83 + 1 \approx 6.$$

Таким образом, на электростанции устанавливаем 6 генераторов, один из которых резервный.

2 Выбор вариантов схем электрических сетей

При составлении вариантов конфигурации электрической сети руководствуемся следующими рекомендациями:

1) суммарная длина всех линий должна быть как можно меньше;

2) передача электрической энергии от источника к пунктам потребления должна производиться по кратчайшему пути с меньшим числом трансформаций;

3) необходимо стремиться к отсутствию незагруженных линий;

4) разработку вариантов следует начинать с наиболее простых конфигураций сетей - радиальных, магистрально-радиальных, кольцевых;

5) каждый составленный вариант конфигурации электрической сети должен удовлетворять условиям надежности;

6) в аварийных режимах линии не должны перегружаться.

Так как наибольший удельный вес составляют потребители 2-й категории, то они должны быть обеспечены 100% сетевым резервом. Поэтому районные подстанции присоединяются к системе не менее, чем двумя линиями электропередачи. Рассмотрим 1 вариант - радиальная схема (рисунок 1), 2 вариант - кольцевая схема (рисунок 2) Дальнейший расчет ведем по каждому варианту отдельно.

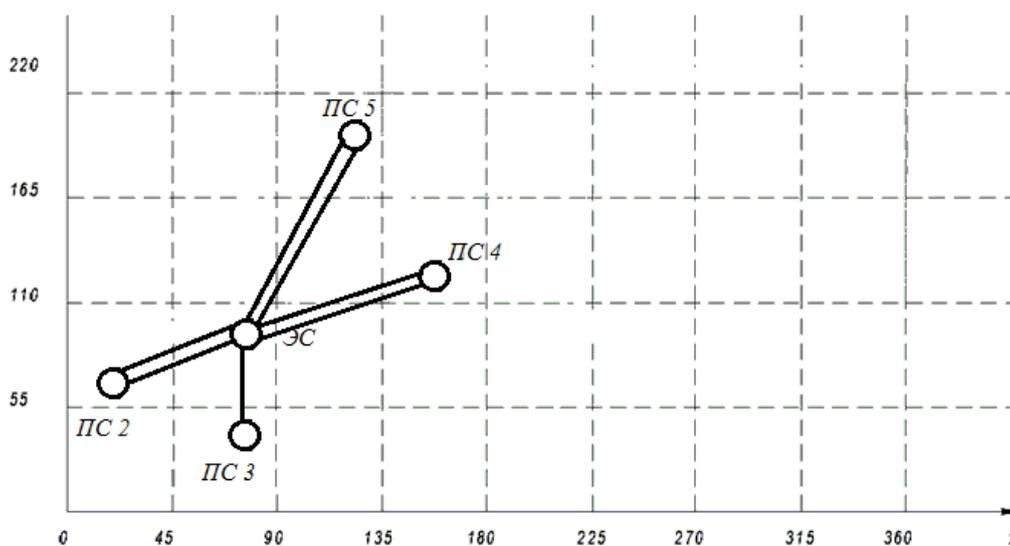


Рисунок 1 - Радиальная схема электрической сети

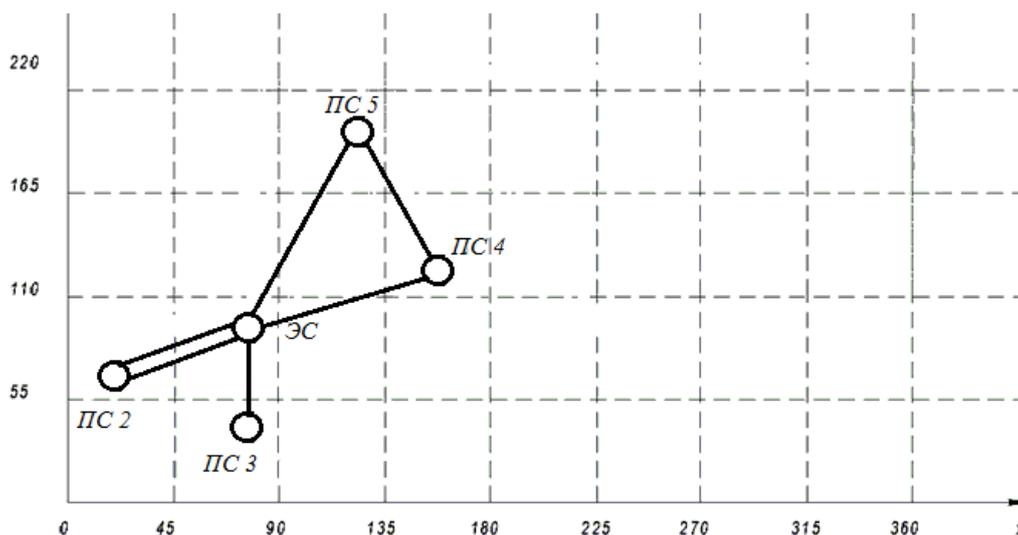


Рисунок 2 – Кольцевая схема электрической сети

3 Выбор номинального напряжения участков электрической сети

Одновременно со схемой сети выбирается и напряжение сети, которое определяется мощностью нагрузок и их удалённостью от источника питания.

Определим нагрузки подстанций:

| | |
|--------|--|
| п/ст 2 | $P_2 = 150 \text{ МВт}$ $Q_2 = P_2 \text{tg}\varphi = 150 \cdot 0,37 = 55,5 \text{ МВАр}$ $S_2 = P_2 + jQ_2 = 150 + j55,5 = 160 \text{ МВА}$ |
| п/ст 3 | $P_3 = 110 \text{ МВт}$ $Q_3 = P_3 \text{tg}\varphi = 110 \cdot 0,43 = 47,3 \text{ МВАр}$ $S_3 = P_3 + jQ_3 = 110 + j47,3 = 120 \text{ МВА}$ |
| п/ст 4 | $P_4 = 80 \text{ МВт}$ $Q_4 = P_4 \text{tg}\varphi = 80 \cdot 0,52 = 41,6 \text{ МВАр}$ $S_4 = P_4 + jQ_4 = 80 + j41,6 = 90 \text{ МВА}$ |
| п/ст 5 | $P_5 = 70 \text{ МВт}$ $Q_5 = P_5 \text{tg}\varphi = 70 \cdot 0,62 = 43,4 \text{ МВАр}$ $S_5 = P_5 + jQ_5 = 70 + j43,4 = 82 \text{ МВА}$ |

ВАРИАНТ 1

Определим потокораспределение мощностей по линиям (без учета потерь мощности):

| | |
|----------|--|
| ЛЭП ЭС-2 | $S_{ЭС-2} = S_2 = 150 + j55,5 = 160 \text{ МВА}$ |
| ЛЭП ЭС-3 | $S_{ЭС-3} = S_3 = 110 + j47,3 = 120 \text{ МВА}$ |
| ЛЭП ЭС-4 | $S_{ЭС-4} = S_4 = 80 + j41,6 = 90 \text{ МВА}$ |
| ЛЭП ЭС-5 | $S_{ЭС-5} = S_5 = 70 + j43,4 = 82 \text{ МВА}$ |

Длины линий определяются с помощью масштаба с учетом непрямолинейности трасс. Действительные длины линий принимаются на 10% больше длины измеренных по прямой линии. Определим длины линий по формуле $l = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2}$:

| | |
|------------|-----------------------------|
| Линия ЭС-2 | $l_{ЭС-2} = 79 \text{ км.}$ |
| Линия ЭС-3 | $l_{ЭС-3} = 66 \text{ км.}$ |
| Линия ЭС-4 | $l_{ЭС-4} = 91 \text{ км.}$ |
| Линия ЭС-5 | $l_{ЭС-5} = 98 \text{ км.}$ |

Исходя из потоков мощности, протекающих по линиям и длины ЛЭП, учитывая, что линии выполняются двухцепными, выбираем напряжение линии электропередачи по формуле: $U_{НОМ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$

| | |
|------------|----------------------------|
| Линия ЭС-2 | $U_{НОМ} = 193 \text{ кВ}$ |
| Линия ЭС-3 | $U_{НОМ} = 164 \text{ кВ}$ |
| Линия ЭС-4 | $U_{НОМ} = 214 \text{ кВ}$ |

Линия ЭС-5

$U_{НОМ}=154$ кВ

Таким образом, для сети в целом принимаем стандартное значение $U=220$ кВ.

Для 2 варианта расчет производим аналогично.

ВАРИАНТ 2

Нагрузки подстанций такие же, как и в 1 варианте.

Определим длины линий:

Линия ЭС-2 $l_{ЭС-2} = 79$ км;

Линия ЭС-4 $l_{ЭС-4} = 91$ км;

Линия 4-5 $l_{4-5} = 79$ км;

Линия ЭС-5 $l_{ЭС-5} = 50$ км;

Линия ЭС-3 $l_{ЭС-3} = 66$ км.

Для определения потокораспределения мощностей в кольце ЭС-4-5-ЭС разомкнем эту сеть в точке ЭС (рисунок 3):

Мощность, протекающая по головному участку ЭС-4, составляет:

$$\begin{aligned} S_{ЭС-4} &= \frac{S_4(l_{4-5} + l_{5-ЭС}) + S_5 l_{5-ЭС}}{l_{ЭС-4} + l_{4-5} + l_{5-ЭС}} = \\ &= \frac{(80 + j41,6) \cdot 129 + (70 + j43,4) \cdot 50}{220} = \\ &= 63 + j87 = 107 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощности остальных участков электрической сети найдем по первому закону Кирхгофа, предварительно задавшись направлениями мощностей:

$$S_{4-5} = S_{ЭС-4} - S_4 = (63 + j87) - (80 + j41,6) = -17 + j45,4 = 48,5 \text{ МВА}$$

$$S_{ЭС-5} = S_{4-5} - S_5 = (-17 + j45,4) - (70 + j43,4) = -87 - j2 = 87 \text{ МВА}$$

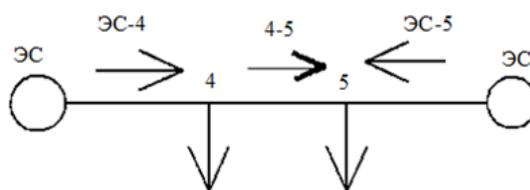


Рисунок 3 – Расчётная схема потокораспределения по 2-му варианту

Как видим из расчётов, точка «4» является точкой потокораздела (точка, в которую мощность поступает с двух сторон).

Определяем напряжение линий электропередачи:

Линия ЭС-4 $U_{НОМ}=173$ кВ

Линия 4-5 $U_{НОМ}=123$ кВ

Линия 5-ЭС $U_{НОМ}=157$ кВ

Так же как и в 1 варианте для сети в целом принимаем стандартное значение $U=220$ кВ.

4 Выбор сечения проводов воздушных линий

Сечение проводов проектируемой линии электропередачи, определим по формуле: $F = \frac{I_{MAX}}{j_{ЭК}}$, где $j_{ЭК}=1,4$ по табл. 2.2 для $T_{мп} = 3900$ час; I_{MAX} - максимальный ток линии в условиях нормальной работы:

$$I_{MAX} = \frac{S_{ЛЭП}}{n_u \sqrt{3}U},$$

где $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$.

В таблице 2 и 3 приведены расчетные данные по выбору и проверке проводов.

Таблица 2 Данные по выбору проводов

| Линия | S, МВА | U, кВ | Число цепей $n_{ц}$ | I_{MAX} , А | F, мм ² | Тип провода | Длина линии, км |
|-----------|--------|-------|---------------------|---------------|--------------------|-------------|-----------------|
| 1 вариант | | | | | | | |
| ЭС-2 | 160 | 220 | 2 | 210 | 150 | АС-150 | 79 |
| ЭС-3 | 120 | 220 | 2 | 158 | 113 | АС-150 | 66 |
| ЭС-4 | 90 | 220 | 2 | 118 | 84 | АС-95 | 91 |
| ЭС-5 | 82 | 220 | 2 | 108 | 77 | АС-95 | 98 |
| 2 вариант | | | | | | | |
| ЭС-2 | 160 | 220 | 1 | 420 | 300 | АС-300 | 79 |
| ЭС-3 | 120 | 220 | 1 | 321 | 229 | АС-300 | 66 |
| ЭС-4 | 107 | 220 | 1 | 281 | 201 | АС-240 | 91 |
| 4-5 | 48,5 | 220 | 1 | 127 | 91 | АС-95 | 79 |
| ЭС-5 | 87 | 220 | 1 | 229 | 163 | АС-240 | 50 |

Проверка выбранного сечения по условиям короны(1 вариант)

Как видим из табл. 2 для всех линий расчетное сечение провода не соответствует минимально допустимому сечению по условиям короны для напряжения 220 кВ (табл. 2 методических указаний), поэтому для всех линий принимаем провод АС-240.

Проверка по длительной допустимой токовой нагрузке(1 вариант)

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке: $I_{дл. доп} \geq I_{расч}$. При выходе из строя одной цепи линии, по оставшейся в работе цепи будет передаваться прежняя мощность, т.е. ток в линии возрастет вдвое по сравнению с режимом нормальной работы $I_{расч} = 2I_{МАХ}$. В таблице 3 приведены результаты проверки по 1 варианту. Параметры выбранных проводов принимаем по табл. 3.5 Приложение 3 МУ (или по табл. 7.6 [1]).

Таблица 3 Данные по проверке проводов (1 вариант)

| Линия | Тип провода | Проверка проводов | | | Параметры провода (на 100 км) | | |
|-------|-------------|-------------------|---------------|----------|-------------------------------|---------------|-----------------------------|
| | | по условию короны | $I_{дл. доп}$ | | R_0 , Ом/км | X_0 , Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-4}$, См/км |
| | | | расчетный | принятый | | | |
| ЭС-2 | АС-150 | АС-240 | 70 | 605 | 12,1 | 43,5 | 2,6 |
| ЭС-3 | АС-150 | АС-240 | 75 | 605 | 12,1 | 43,5 | 2,6 |
| ЭС-4 | АС-95 | АС-240 | 100 | 605 | 12,1 | 43,5 | 2,6 |
| ЭС-5 | АС-95 | АС-240 | 200 | 605 | 12,1 | 43,5 | 2,6 |

Проверка выбранного сечения по условиям короны(2 вариант)

Как видим из таблицы 2 для линии 4-5 расчетное сечение провода меньше минимально допустимого по условиям короны для напряжения 220 кВ, поэтому для этой линии принимаем провод марки АС-240.

Проверка по длительной допустимой токовой нагрузке(2 вариант)

Для того чтобы проверить выбранные провода по допустимому нагреву (допустимому длительному току) рассмотрим два расчетных режима:

А) аварийное или плановое отключение головного участка ЭС-4 (рисунок 4);

Б) аварийное или плановое отключение головного участка ЭС-5 (рисунок 5).

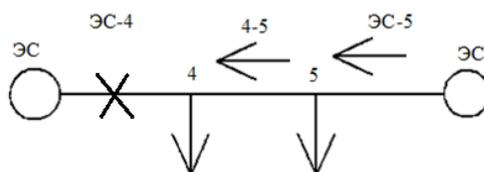


Рисунок 4 - Схема для расчета режима при отключении участка ЭС-2

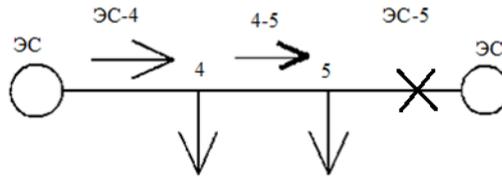


Рисунок 5 - Схема для расчета режима при отключении участка ЭС-5

При отключении участка ЭС-4 полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют:

$$S_{4-5} = S_4 = 80 + j41,6 = 90 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{MAX}} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 265 \text{ А} < I_{\text{дл. доп.}}$$

(для провода марки АС-240 $I_{\text{дл. доп.}} = 605 \text{ А}$).

$$S_{\text{ЭС-5}} = S_{4-5} + S_5 = 80 + j41,6 + 70 + j43,4 = 150 + j85 = 172 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{MAX}} = \frac{172}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 452 \text{ А} < I_{\text{дл. доп.}}$$

(для провода марки АС-240 $I_{\text{дл. доп.}} = 605 \text{ А}$).

При отключении участка ЭС-5 полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют:

$$S_{4-5} = S_5 = 70 + j43,4 = 82 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{MAX}} = \frac{82}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 215 \text{ А} < I_{\text{дл. доп.}}$$

(для провода марки АС-240 $I_{\text{дл. доп.}} = 605 \text{ А}$).

$$S_{\text{ЭС-4}} = S_{4-5} + S_4 = 70 + 80 + j(43,4 + 41,6) = 150 + j85 = 172 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{MAX}} = \frac{172}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 452 \text{ А} < I_{\text{дл. доп.}}$$

(для провода марки АС-240 $I_{\text{дл. доп.}} = 605 \text{ А}$).

Все выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева длительным током.

Расчетные данные линий с выбранными проводами приведены в таблице 4.

Таблица 4 Параметры выбранных проводов (2 вариант)

| Линия | Тип провода | U, кВ | Число цепей $n_{\text{ц}}$ | Параметры провода (на 100 км) | | | Длина линии, км |
|-------|-------------|-------|----------------------------|-------------------------------|---------------|-----------------------------|-----------------|
| | | | | R_0 , Ом/км | X_0 , Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-4}$, См/км | |
| ЭС-2 | АС-300 | 220 | 1 | 9,8 | 42,9 | 2,64 | 79 |
| ЭС-3 | АС-300 | 220 | 1 | 9,8 | 42,9 | 2,64 | 66 |
| ЭС-4 | АС-240 | 220 | 1 | 12,1 | 43,5 | 2,6 | 91 |
| 4-5 | АС-240 | 220 | 1 | 12,1 | 43,5 | 2,6 | 79 |
| 5-ЭС | АС-240 | 220 | 1 | 12,1 | 43,5 | 2,6 | 50 |

5. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов

На электростанции принимаем блочную схему. В этом случае:

$$S_{ГЕН} \approx S_{ТР} = \frac{P_{ГЕН}}{\cos\varphi}.$$

На электростанции установлены 6 генераторов ТВФ-100-2:

$$S_{ГЕН} \approx S_{ТР} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы ТДЦ-125000/220. Таким образом, на ЭС устанавливаем 6 трансформаторов.

Для примера выберем трансформатор подстанции 2.

На подстанции 2 устанавливаем 2 трансформатора (т.к. категория надежности электроснабжения потребителей первая), мощность каждого определяется по выражению:

$$S_{НОМ Т} \geq S_{МАХ П/СТ} / K_{П},$$

где $K_{П}$ - коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме ($K_{П} = 1,4$).

$$S_{НОМ Т} \geq 160 / 1,4 = 114 \text{ МВА},$$

где $S_{МАХ П/СТ} = S_2 = 160 \text{ МВА}$.

Выбираем 2-х обмоточный трансформатор типа ТДЦ-125000/220 (табл. 2.3, Приложение 2).

Для других подстанций выбор аналогичен, результаты выбора занесем в таблицу 5.

Так как для потребителей подстанции 4 требуется по заданию напряжение 110 кВ, а для сети в целом принято стандартное значение напряжения $U = 220 \text{ кВ}$, то на п/ст устанавливаем трехобмоточный автотрансформатор (либо трехобмоточный трансформатор) необходимой мощности.

Таблица 5 Данные выбора трансформаторов

| Подстанция | Расчетная мощность, МВА | | Тип трансформатора | Кол-во |
|------------|-------------------------|----------------|----------------------|--------|
| | подстанции | трансформатора | | |
| 1 вариант | | | | |
| 2 | 160 | 114 | ТРДЦН-125000/220 | 2 |
| 3 | 120 | 86 | АТДЦТН-125000/220/35 | 2 |
| 4 | 90 | 64 | ТДЦ-80000/220 | 2 |
| 5 | 82 | 59 | АТДЦТН-63000/220/35 | 2 |
| 2 вариант | | | | |
| 2 | 160 | 114 | ТРДЦН-125000/220 | 2 |
| 3 | 120 | 86 | АТДЦТН-125000/220/35 | 2 |
| 4 | 90 | 64 | ТДЦ-80000/220 | 2 |
| 5 | 82 | 59 | АТДЦТН-63000/220/35 | 2 |

На рисунках 6 и 7 приведены схемы двух вариантов электрической сети с выбранным оборудованием.

Силовые выключатели по стороне низкого напряжения на подстанциях схем всех вариантов смонтированы в ячейках КРУ с выкатными элементами (на схемах не показываются).

Для увеличения надежности трансформаторы подстанций ГПП схем всех вариантов подключены к разным секциям источника питания.

При разработке схем предполагается, что мощность источника питания достаточна для покрытия нагрузок района и вопросы поддержания частоты не рассматриваются.

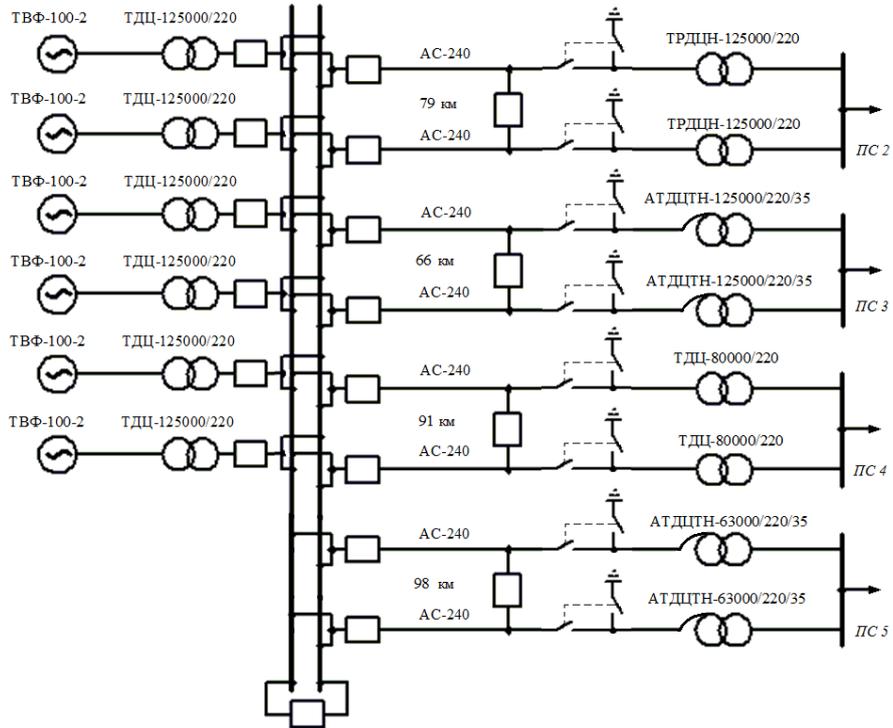


Рисунок 6 – Радиальная схема (1-ый вариант)

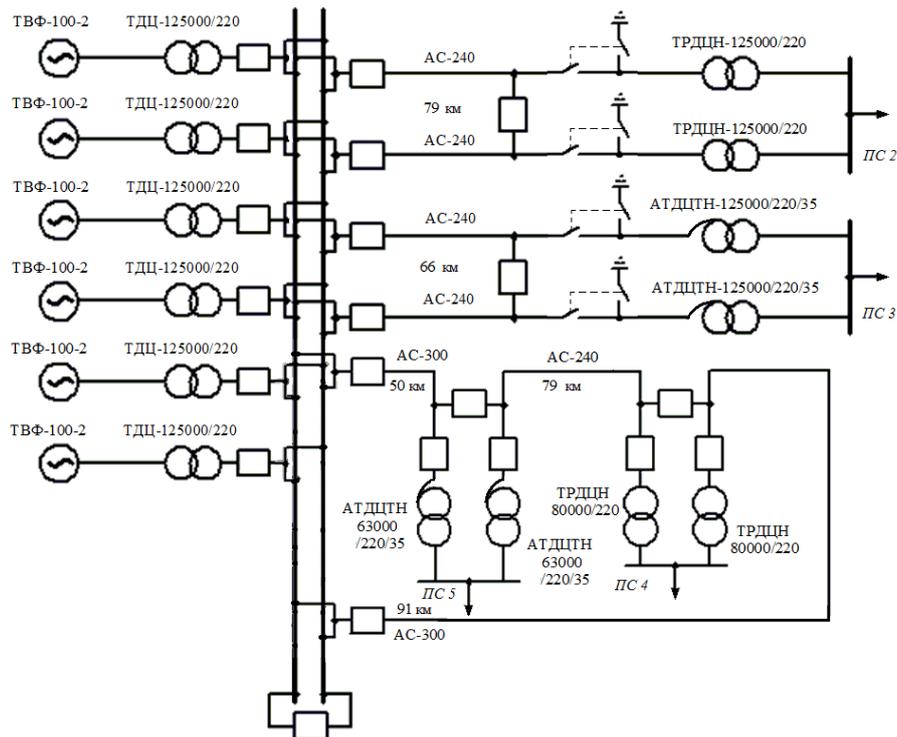


Рисунок 7 – Кольцевая схема (вариант 2)

6 Технико-экономический расчет

В курсовом проекте сравниваются два варианта схем выполнения сети, которые имеют разные величины капитальных вложений и эксплуатационных издержек. Для сопоставления вариантов используют величину, так называемых, приведенных народно-хозяйственных затрат. Приведённые затраты для каждого из равноценных по надёжности вариантов схемы сети определяются по формуле

$$З = p_H K_{\Sigma} + I_{\Sigma}.$$

Капиталовложения по каждому варианту сети определяются по усреднённым показателям стоимости и складываются из стоимости ЛЭП, стоимости трансформаторов и стоимости распределительных устройств. Капиталовложения, входящие в формулу приведённых затрат, не должны учитывать стоимость элементов, повторяющихся во всех вариантах сети.

Определим капиталовложения для каждого варианта (K), которые складываются из стоимости воздушных линий электропередач и понижающих подстанций сети:

$$K = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}}$$

Капитальные затраты на линии электропередачи приведены в таблице 6. Тип опоры и стоимость сооружения ЛЭП ($K_{\text{уд}}$) приведены в таблице 4.2, Приложение 4.

Таблица 6 Капитальные затраты на ЛЭП

| Линия | U _{ном} кВ | Длина l, км | Тип провода | Тип опоры | K _{уд} , тыс.руб/к м | K _л = K _{уд} ·l, тыс.ру б |
|----------------------|------------------------|----------------|----------------|--------------------------------|-------------------------------------|---|
| 1 вариант | | | | | | |
| ЭС-2 | 220 | 79 | АС-240 | Свободностоящие стальные опоры | 54 | 3564 |
| ЭС-3 | 220 | 66 | АС-240 | | 54 | 4752 |
| ЭС-4 | 220 | 91 | АС-240 | | 54 | 4320 |
| ЭС-5 | 220 | 98 | АС-240 | | 54 | 4320 |
| Итого по 1 варианту: | | | | | | 16956 |
| 2 вариант | | | | | | |
| ЭС-2 | 220 | 79 | АС-240 | Свободностоящие стальные опоры | 59 | 3894 |
| ЭС-3 | 220 | 66 | АС-240 | | 59 | 2596 |
| 4-5 | 220 | 79 | АС-240 | | 59 | 7788 |
| ЭС-5 | 220 | 50 | АС-300 | | 59 | 2950 |
| ЭС-4 | 220 | 79 | АС-300 | | 59 | 5192 |
| Итого по 2 варианту: | | | | | | 22420 |

В стоимость подстанций входят: стоимость оборудования подстанции и постоянная часть затрат. Стоимость оборудования подстанции включает в себя стоимость ячеек выключателей на стороне высшего напряжения и стоимость трансформаторов (при разных напряжениях сети). Принимаем, что на подстанциях устанавливаются воздушные выключатели нормального исполнения, их стоимость приведена в таблице 4.3, Приложение 4. Стоимость трансформаторов приведена в таблице 4.4, Приложение 4. Постоянная часть затрат на подстанции 220/10 кВ по схеме «мостик» приведена в таблице 4.5, Приложение 4.

Показатели стоимости ОРУ 35-1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, отделитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, РЗА, установленные в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

Таблица 7 Капитальные затраты на подстанции

| п/ст | Капитальные затраты на подстанции $K_{П}$, тыс.руб. | | | | | |
|----------------------|--|------|----------------|------|-------------------------|-------|
| | Выключатели | | Трансформаторы | | Постоянная часть затрат | Всего |
| | кол-во | цена | кол-во | цена | | |
| 1 вариант | | | | | | |
| 2 | 3 | 190 | 2 | 635 | 610 | 2450 |
| 3 | 3 | 190 | 2 | 505 | 610 | 2190 |
| 4 | 3 | 190 | 2 | 540 | 880 | 2530 |
| 5 | 3 | 190 | 2 | 505 | 610 | 2190 |
| Итого по 1 варианту: | | | | | | 9360 |
| 2 вариант | | | | | | |
| 2 | 4 | 190 | 2 | 635 | 610 | 2640 |
| 3 | 3 | 190 | 2 | 505 | 610 | 2190 |
| 4 | 3 | 190 | 2 | 540 | 880 | 2530 |
| 5 | 4 | 190 | 2 | 505 | 610 | 2380 |
| Итого по 2 варианту: | | | | | | 9740 |

Суммарные капитальные затраты $K = K_{Л} + K_{П}$ по вариантам:

$$K_1 = 16956 + 9360 = 26316 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_2 = 22420 + 9740 = 32160 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети:

$$I = I_{ЛЭП} + I_{П/СТ} = \frac{a_{а.ЛЭП} + a_{о.ЛЭП}}{100\%} K_{ЛЭП} + \frac{a_{а.П/СТ} + a_{о.П/СТ}}{100\%} K_{П/СТ}$$

где $K_{ЛЭП}$, $K_{П/СТ}$ - капитальные затраты соответственно на ЛЭП и подстанции; $a_{а.ЛЭП}$, $a_{о.ЛЭП}$ - отчисления соответственно на амортизацию и обслуживание линий, %; $a_{а.П/СТ}$, $a_{о.П/СТ}$ - отчисления соответственно на амортизацию и обслуживание подстанций, % (Приложение 4, таблица 4.1):

для ЛЭП $a_{а.ЛЭП}=0,4\%$, $a_{о.ЛЭП}=0,4\%$; для п/ст $a_{а.П/СТ}=2,9\%$, $a_{о.П/СТ}=2\%$

$$I_1 = I_{ЛЭП} + I_{П/СТ} = \frac{0,4 + 0,4}{100\%} \cdot 16956 + \frac{2,9 + 2}{100\%} \cdot 9360 = 594 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_2 = I_{ЛЭП} + I_{П/СТ} = \frac{0,4 + 0,4}{100\%} \cdot 22420 + \frac{2,9 + 2}{100\%} \cdot 9740 = 657 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$Z_{ПОТ} = \delta(\alpha K_M \cdot \Delta P_{НБ} + v \cdot \Delta A),$$

где δ – коэффициент, учитывающий увеличение стоимости электроэнергии в зависимости от удалённости сети от источника питания; α - удельные затраты, связанные с необходимостью расширения электростанции для компенсации потерь мощности в сети, руб./кВт; K_M - коэффициент совпадения расчетной нагрузки проектируемой сети с максимумом энергосистемы; $\Delta P_{НБ}$ - потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок, кВт; v - средняя удельная стоимость электроэнергии, теряемой в сети и удельные затраты на соответствующее расширение топливной базы, руб/кВт·ч; ΔA - потери электроэнергии за год, кВт·ч.

Для сетей напряжением 110 кВ и выше $\delta=1,05\dots 1,1$; принимаем $K_M=1$; $\alpha=24,2$ руб./кВт; $\epsilon=0,47 \cdot 10^{-2}$ руб/кВт·ч.

Потери активной мощности в линии:

$$\Delta P_{ЛЭП} = 3I_{ЛЭП}^2 \cdot R_0 \cdot l \cdot n,$$

где $I_{ЛЭП}$ - ток в цепи линии электропередачи; n - число цепей ЛЭП.

Потери энергии в линии:

$$\Delta A_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \tau_{НБ}$$

$$\text{где } \tau_{НБ} = \left(0,124 + \frac{T_{МАХ}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3196 \text{ час} -$$

время потерь электроэнергии.

Расчет потерь активной мощности в ЛЭП сведем в таблицу 8.

Таблица 8 Потери активной мощности и энергии в ЛЭП

| Линия | $I_{МАХ}$, А | Длина линии, км | Число цепей, n | R_0 , Ом/км | $\Delta P_{ЛЭП}$, МВт | $\Delta A_{ЛЭП}$, кВт·ч |
|----------------------|------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 1 вариант | | | | | | |
| ЭС-2 | 183 | 66 | 2 | $12,1 \cdot 10^{-2}$ | 1,6 | 5113 |
| ЭС-3 | 116 | 88 | 2 | $12,1 \cdot 10^{-2}$ | 0,9 | 2876 |
| ЭС-4 | 223 | 80 | 2 | $12,1 \cdot 10^{-2}$ | 2,9 | 9268 |
| ЭС-5 | 108 | 80 | 2 | $12,1 \cdot 10^{-2}$ | 0,7 | 2237 |
| Итого по 1 варианту: | | | | | 6,1 | 19494 |
| 2 вариант | | | | | | |
| ЭС-2 | 765 | 66 | 1 | $3 \cdot 10^{-2}$ | 3,5 | 11186 |
| ЭС-3 | 399 | 44 | 1 | $7,5 \cdot 10^{-2}$ | 1,6 | 5114 |
| 5-4 | 48 | 132 | 1 | $9,8 \cdot 10^{-2}$ | 0,1 | 320 |
| ЭС-5 | 258 | 50 | 1 | $6 \cdot 10^{-2}$ | 0,6 | 1918 |
| ЭС-4 | 489 | 88 | 1 | $3 \cdot 10^{-2}$ | 1,9 | 6072 |
| Итого по 2 варианту: | | | | | 7,7 | 24610 |

Определим потери активной мощности в трансформаторах по формуле:

$$\Delta P = k\Delta P_X + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S^2}{S_{НОМ}^2}.$$

где k - число трансформаторов, ΔP_X - потери активной мощности холостого хода, ΔP_K - потери активной мощности короткого замыкания (см. табл. 2.3, Приложение 2), S - мощность нагрузки подстанции (см. табл. 4 и 7).

Потери энергии в трансформаторах ($\tau_{ГОД}=8760$ час):

$$\Delta A_{ТР} = k\Delta P_X \cdot \tau_{ГОД} + \frac{1}{k} \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{НОМ}}\right)^2 \cdot \tau_{НБ}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 9.

Таблица 9 Потери активной мощности и энергии в трансформаторах

| Место установки | Тип трансформатора | Кол-во | S, МВА | ΔP_K , кВт | ΔP_X , кВт | ΔP , МВт | ΔA , кВтч |
|-----------------|----------------------|--------|--------|--------------------|--------------------|------------------|-------------------|
| 1 вариант | | | | | | | |
| п/ст 2 | ТРДЦН-125000/220 | 2 | 139 | 360 | 115 | 0,58 | 3126299 |
| п/ст 3 | АТДЦТН-125000/220/35 | 2 | 87 | 300 | 82 | 0,45 | 2350870 |
| п/ст 4 | ТДЦ-80000/220 | 2 | 170 | 305 | 65 | 0,41 | 2040276 |
| п/ст 5 | АТДЦТН-63000/220/35 | 2 | 82 | 300 | 82 | 0,42 | 2248806 |
| Итого | | | | | | 1,86 | 9766251 |
| 2 вариант | | | | | | | |
| п/ст 2 | ТРДЦН-125000/220 | 2 | 139 | 360 | 115 | 0,58 | 3126299 |
| п/ст 3 | АТДЦТН-125000/220/35 | 2 | 87 | 300 | 82 | 0,45 | 2350870 |
| п/ст 4 | ТДЦ-80000/220 | 2 | 170 | 305 | 65 | 0,41 | 2040276 |
| п/ст 5 | АТДЦТН-63000/220/35 | 2 | 82 | 300 | 82 | 0,42 | 2248806 |
| Итого | | | | | | 1,86 | 9766251 |

1 вариант

Потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$$\Delta P_{НБ} = \Delta P_{ЛЭП\Sigma} + \Delta P_{ТР\Sigma} = 6,1 + 1,86 = 7,96 \text{ МВт}$$

Потери электроэнергии в линиях и трансформаторах:

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{ЛЭП\Sigma} + \Delta A_{ТР\Sigma} = 19494 + 9766251 = 9785745 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$З_{ПОГ} = 1,05 \left(24,2 \cdot 1 \cdot 19494 + 0,47 \cdot 10^{-2} \cdot 9766251 \right) = 543,5 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I + З_{ПОГ} = 594 + 543,5 = 1137,5 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные народно-хозяйственные затраты:

$$З = p_H K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,12 \cdot 26316 + 1137,5 = 4295 \text{ тыс.руб}$$

2 вариант

Потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$$\Delta P_{НБ} = \Delta P_{ЛЭП\Sigma} + \Delta P_{ТР\Sigma} = 7,7 + 1,86 = 9,56 \text{ МВт}$$

Потери электроэнергии в линиях и трансформаторах:

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{ЛЭП\Sigma} + \Delta A_{ТР\Sigma} = 24610 + 9766251 = 9790861 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$З_{ПОГ} = 1,05 \left(24,2 \cdot 1 \cdot 24610 + 0,47 \cdot 10^{-2} \cdot 9766251 \right) = 673,5 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I + З_{ПОГ} = 657 + 673,5 = 1330,5 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты:

$$З = p_H K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,12 \cdot 32160 + 1330,5 = 5180 \text{ тыс.руб}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 10.

Таблица 10 Результаты технико-экономического сравнения вариантов

| Наименование затрат (тыс.руб.) | | Вариант 1 | Вариант 2 |
|---|---|--------------|--------------|
| Капитальные затраты | Стоимость сооружения линий электропередачи | 16956 | 22420 |
| | Стоимость сооружения подстанций | 9360 | 9740 |
| | Итого: | 26316 | 32160 |
| Ежегодные издержки на эксплуатацию сети | Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети | 594 | 657 |
| | Затраты на возмещение потерь электроэнергии в сети | 543,5 | 673,5 |
| | Итого: | 1137,5 | 1320,5 |
| Приведённые затраты | | 4295 | 5180 |

Как видим из таблицы более выгодным является 1-ый вариант, т.к. приведенные затраты в нем наименьшие.

| Рекомендуемая литература | |
|--------------------------|---|
| 1. | Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс]: учебник/ Ковалев И.Н.- Электрон. текстовые данные.- М.: Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.- 364 с.- Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/45349 .- ЭБС «IPRbooks», по паролю |
| 2. | Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции [Текст]/ Ю.Д. Сибикин.- М.: Радиософт, 2011.- 416 с. |
| 3. | Хорошилов, А.В. Электропитающие системы и электрические сети [Текст]: учеб. пособие/ А.В. Хорошилов, А.В. Пилюгин, Л.В. Хорошилова [и др.].- 2-е изд., перераб. и доп.- Старый Оскол: ТНТ, 2013.- 352 с. |
| 4. | Блок, В.М. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособие для электроэнергетич. спец. вузов/ В.М. Блок.- М.: Высш. школа, 1986.- 430 с. |
| 5. | Мельников, Н.А. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособ. для вузов/ Н.А. Мельников- 2-е изд., стереотип.- М.: Энергия, 1975.- 464 с. |
| 6. | Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с. |
| 7. | Петренко, Л.И. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособ. для студ. вузов/ Л.И. Петренко- Киев: Вища Школа, 1981.- 320 с. |
| 8. | Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: учебник/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С.- М.: Энергоатомиздат, 1987.- 232 с. |
| 9. | Системы энергетические. Термины и определения. ГОСТ 21027-75 [Электронный ресурс]/ - Электрон. текстовые данные.- М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013.- 12 с.- Режим доступа: http://www.iprbookshop.ru/22740 .- ЭБС «IPRbooks», по паролю |
| 10. | Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: учебник/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др., под ред. А.А. Васильева.- 2-е изд.,- М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с. |

Таблица П.1 Турбогенераторы мощностью 60 МВт и более

| Тип | P, МВт | cosφ | Q, МВАр | U _{ном} , кВ | к.п.д., % |
|------------|--------|------|---------|-----------------------|-----------|
| ТВФ-60-2 | 60 | 0,8 | 45 | 10,5; 6,3 | 98,5 |
| ТВФ-63-2 | 63 | 0,8 | 47 | 10,5; 6,3 | 98,3 |
| ТВФ-100-2 | 100 | 0,8 | 75 | 10,5 | 98,4 |
| ТВФ-160-2 | 160 | 0,85 | 102 | 18 | 98,5 |
| ТГВ-200М | 200 | 0,85 | 124 | 15,75 | 98,6 |
| ТВВ-200-2а | 200 | 0,85 | 124 | 15,75 | 98,6 |
| ТВВ-220-2 | 220 | 0,85 | 137 | 15,75 | 98,6 |
| ТГВ-300 | 300 | 0,85 | 186 | 20 | 98,7 |
| ТВВ-320-2 | 320 | 0,85 | 198 | 20 | 98,7 |
| ТГВ-500 | 500 | 0,85 | 310 | 20 | 98,7 |
| ТГВ-500-4 | 500 | 0,85 | 310 | 20 | 98,6 |
| ТВМ-500 | 500 | 0,85 | 310 | 36,75 | 98,8 |
| ТВВ-500-2Е | 500 | 0,85 | 310 | 20 | 98,75 |
| ТВВ-800-2 | 800 | 0,9 | 384 | 24 | 98,75 |
| ТВВ-1000-2 | 1000 | 0,9 | 475 | 24 | 98,75 |
| ТВВ-1000-4 | 1000 | 0,9 | 475 | 24 | 98,7 |
| ТВВ-1200-2 | 1200 | 0,9 | 570 | 24 | 98,8 |

Примечание. Условное обозначение типов генераторов: Т – турбогенератор; Г, В, В, Ф – охлаждение (газовое, водородное, водяное, форсированное); мощность, МВт; количество полюсов.

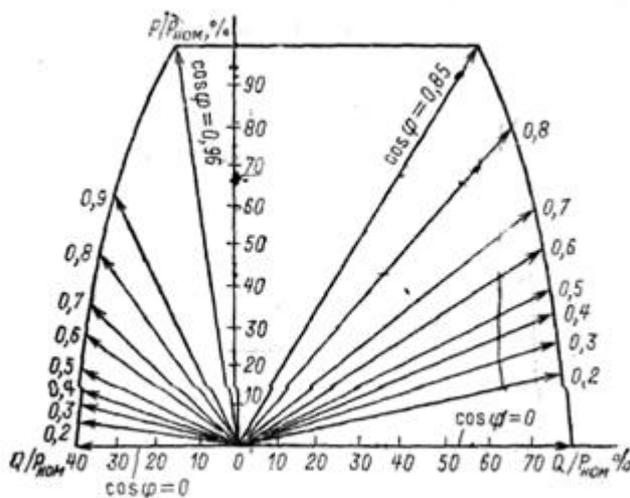


Рисунок П.1 – Ориентировочная зависимость мощности турбогенератора от cosφ

Таблица П.2.1 Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

| Тип | S _{ном} , МВА | Пределы регули- рования | Каталожные данные | | | | | | Расчетные данные | | |
|-------------------------------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---------------------------|
| | | | U _{ном} обмоток, кВ | | u _к , % | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | I _х , % | R _т , Ом | X _т , Ом | ΔQ _т , кВАр |
| | | | ВН | НН | | | | | | | |
| ТМН-2500/110 | 2,5 | +10х1,5% -8х1,5% | 110 | 6,6; 11 | 10,5 | 22 | 5,5 | 1,5 | 42,6 | 508,2 | 37,5 |
| ТМН-6300/110 | 6,3 | ±9х1,78% | 115 | 6,6; 11 | 10,5 | 44 | 11,5 | 0,8 | 14,7 | 220,4 | 50,4 |
| ТДН-10000/110 | 10 | ±9х1,78% | 115 | 6,6; 11 | 10,5 | 60 | 14 | 0,7 | 7,95 | 139 | 70 |
| ТДН-16000/110 | 16 | ±9х1,78% | 115 | 6,5; 11 | 10,5 | 85 | 19 | 0,7 | 4,38 | 86,7 | 112 |
| ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110) | 25 | ±9х1,78% | 115 | 6,3/6,5;6,3/10,5; 10,5/10,5 | 10,5 | 120 | 27 | 0,7 | 2,54 | 55,9 | 175 |
| ТДНЖ-25000/110 | 25 | ±9х1,78% | 115 | 27,5 | 10,5 | 120 | 30 | 0,7 | 2,5 | 55,5 | 175 |
| ТД-40000/110 | 40 | ±2х2,5% | 121 | 3,15; 6,3; 10,5 | 10,5 | 160 | 50 | 0,65 | 1,46 | 38,4 | 260 |
| ТРДН-40000/110 | 40 | ±9х1,78% | 115 | 6,3/6,3;6,3/10,5; 10,5/10,5 | 10,5 | 172 | 36 | 0,65 | 1,4 | 34,7 | 260 |
| ТРДЦН-63000/110 | 63 | ±9х1,78% | 115 | 6,3/6,3;6,3/10,5; 10,5/10,5 | 10,5 | 260 | 59 | 0,6 | 0,87 | 22 | 410 |
| ТРДЦНК-63000/110 | 63 | ±9х1,78% | 115 | 6,3/6,3;6,3/10,5; 10,5/10,5 | 10,5 | 245 | 59 | 0,6 | 0,8 | 22 | 378 |
| ТДЦ-80000/110 | 80 | ±2х2,5% | 121 | 6,3; 10,5; 13,8 | 10,5 | 310 | 70 | 0,6 | 0,71 | 19,2 | 480 |
| ТРДЦН-80000/110 (ТРДЦНК) | 80 | ±9х1,78% | 115 | 6,3/6,3;6,3/10,5; 10,5/10,5 | 10,5 | 310 | 70 | 0,6 | 0,6 | 17,4 | 480 |
| ТДЦ-125000/110 | 125 | ±2х2,5% | 121 | 10,5; 13,8 | 10,5 | 400 | 120 | 0,55 | 0,37 | 12,3 | 687,5 |
| ТРДЦН-125000/110 | 125 | ±9х1,78% | 115 | 10,5/10,5 | 10,5 | 400 | 100 | 0,55 | 0,4 | ПД | 687,5 |
| ТДЦ-200000/110 | 200 | ±2х2,5% | 121 | 13,8; 15,75; 18 | 10,5 | 550 | 170 | 0,5 | 0,2 | 7,7 | 1000 |
| ТДЦ-250000/110 | 250 | ±2х2,5% | 121 | 15,75 | 10,5 | 640 | 200 | 0,5 | 0,15 | 6Д | 1250 |
| ТДЦ-400000/110 | 400 | ±2х2,5% | 121 | 20 | 10,5 | 900 | 320 | 0,45 | 0,08 | 3,8 | 1800 |

Примечание: Условное обозначение типов трансформаторов: Автотрансформатор (А) / трансформатор; число фаз: Т - трехфазный, О - однофазный; с расщепленной обмоткой - Р; охлаждение: естественное воздушное (С), естественное масляное (М), масляное с дутьем и с естественной циркуляцией масла (Д), масляное с дутьем и с принудительной циркуляцией масла (ДП), масляно-водяное с естественной циркуляцией масла (МВ), масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла (Ц); трехобмоточный (Т) / двухобмоточный; вид

переключения ответвлений: выполнение одной из обмоток с устройством регулирования под напряжением (РПН) (Н или АН); особенность исполнения: грозоупорное (Г), защищенное (З), усовершенствованное (У); для электрификации железных дорог (Ж или Э); для собственных нужд электростанций (С); номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки ВН, кВ

Таблица П2.2 Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ (каталожные данные)

| Тип | S _{ном} , МВА | Каталожные данные | | | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------------|------------------------------|--------------|---------------|--------------------|------------|--------|-----------------------|--------------------------|--------------------|
| | | U _{ном} обмоток, кВ | | | u _к , % | | | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | I _х , % |
| | | ВН | СН | НН | В-С | в-н | С-Н | | | |
| ТМТН-6300/110 | 6,3 | 115 | 38,5 | 6,6; 11 | 10,5 | 17 | 6 | 58 | 14 | 1,2 |
| ТДТН-10000/110 | 10 | 115 | 38,5 | 6,6; 11 | 10,5 | 17 | 6 | 76 | 17 | 1Д |
| ТДТН-16000/110* | 16 | 115 | 38,5 | 6,6; 11 | 10,5 | 17 | 6 | 100 | 23 | 1,0 |
| ТДТН-25000/110 | 25 | 115 | 11; 38,5 | 6,6; 11 | 10,5 | 17,5 | 6,5 | 140 | 31 | 0,7 |
| ТДТНЖ-25000/110 | 25 | 115 | 38,5; 27,5 | 6,6; 11; 27,5 | 10,5(17) | 17(10,5) | 6 | 140 | 42 | 0,9 |
| ТДТН-40000/110* | 40 | 115 | 11; 22; 38,5 | 6,6; 11 | 10,5(17) | 17(10,5) | 6 | 200 | 43 | 0,6 |
| ТДТНЖ-40000/110 | 40 | 115 | 27,5; 35,5 | 6,6; 11; 27,5 | 10,5(17) | 17(10,5) | 6 | 200 | 63 | 0,8 |
| ТДТН-63000/110* (ТДЦТН) | 63 | 115 | 38,5 | 6,6; 11 | 10,5 | 17 | 6,5 | 290 | 56 | 0,7 |
| ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК) | 80 | 115 | 38,5 | 6,6; 11 | 11(17) | 18,5(10,5) | 7(6,5) | 390 | 82 | 0,6 |

Таблица П2.2а Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ (расчетные данные)

| Тип | Расчетные данные | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------|-----|-----|---------------------|---------|---------|---------------------------|
| | R _т , Ом | | | X _т , Ом | | | ΔQ _х , кВАр |
| | ВН | СН | НН | ВН | СН | НН | |
| ТМТН-6300/110 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 225,7 | 0 | 131,2 | 75,6 |
| ТДТН-10000/110 | 5 | 5 | 5 | 142,2 | 0 | 82,7 | 110 |
| ТДТН-16000/110* | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 88,9 | 0 | 52 | 160 |
| ТДТН-25000/110 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 56,9 | 0 | 35,7 | 175 |
| ТДТНЖ-25000/110 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 57 | 0(33) | 33(0) | 215 |
| ТДТН-40000/110* | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 35,5 | 0(22,3) | 22,3(0) | 240 |
| ТДТНЖ-40000/110 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 35,5 | 0(20,7) | 20,7(0) | 320 |
| ТДТН-63000/110* (ТДЦТН) | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 22,0 | 0 | 13,6 | 441 |
| ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК) | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 18,5(21,7) | 0(10,7) | 11,9(0) | 480 |

* При X_т обмотки СН, равно нулю, обмотки НН изготавливаются с U_{ном}, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Примечание: все трансформаторы имеют РПН ±9х1,78% в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТНДТЖ- 40000 с ±8х1,5% на ВН.

Таблица П2.3 Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

| Тип | S _{НОМ} , МВА | Пределы регули- рования | Каталожные данные | | | | | | Расчетные данные | | |
|------------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------|--------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|
| | | | U _{НОМ} обмоток, кВ | | u _к , % | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | I _х , % | R _г , Ом | X _г , Ом | ΔQ _х , кВАр |
| | | | ВН | НН | | | | | | | |
| ТРДН-40000/220 | 40 | ±8x1,5% | 230 | 11/11; 6,6/6,6 | 12 | 170 | 50 | 0,9 | 5,6 | 158,7 | 360 |
| ТРДЦН-63000/220 | 63 | ±8x1,5% | 230 | 6,6/6,6; 11/11 | 12 | 300 | 82 | 0,8 | 3,9 | 100,7 | 504 |
| ТДЦ-80000/220 | 80 | ±2x2,5% | 242 | 6,3; 10,5; 13,8 | 11 | 320 | 105 | 0,6 | 2,9 | 80,5 | 480 |
| ТРДЦН-100000/220 | 100 | ±8x1,5% | 230 | 11/11; 38,5 | 12 | 360 | 115 | 0,7 | 1,9 | 63,5 | 700 |
| ТДЦ-125000/220 | 125 | ±2x2,5% | 242 | 10,5; 13,8 | 11 | 380 | 135 | 0,5 | 1,4 | 51,5 | 625 |
| ТРДЦН-160000/220 | 160 | ±8x1,5% | 230 | 11/11; 38,5 | 12 | 525 | 167 | 0,6 | 1,08 | 39,7 | 960 |
| ТДЦ-200000/220 | 200 | ±2x2,5% | 242 | 13,8; 15,75; 18 | 11 | 580 | 200 | 0,45 | 0,77 | 32,2 | 900 |
| ТДЦ-250000/220 | 250 | - | 242 | 13,8; 15,75 | 11 | 650 | 240 | 0,45 | 0,6 | 25,7 | 1125 |
| ТДЦ-400000/220 | 400 | - | 242 | 13,8; 15,75; 20 | 11 | 880 | 330 | 0,4 | 0,29 | 16,1 | 1600 |
| ТЦ-630000/220 | 630 | - | 242 | 15,75; 20 | 12,5 | 1300 | 380 | 0,35 | 0,2 | 11,6 | 2205 |
| ТЦ-1000000/220 | 1000 | - | 242 | 24 | 11,5 | 2200 | 480 | 0,35 | 0,2 | 6,7 | 3500 |

Таблица П2.4 Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

| Тип | S _{ном} , МВА | Пределы регулируе вания | Каталожные данные | | | | | | | | | |
|-----------------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|------|------|---------------------|----|-------|---------------------------|
| | | | U _{ном} обмоток, кВ | | | u _к , % | | | | | | |
| | | | ВН | СН | НН | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| ТДТН-25000/220 | 25 | ±12х1% | 230 | 38,5 | 6,6; 11 | 12,5 | 20 | 6,5 | | | | |
| ТДТНЖ-25000/220 | 25 | ±8х1,5% | 230 | 27,5; 38,5 | 6,6; 11; 27,5 | 12,5 | 20 | 6,5 | | | | |
| ТДТН-40000/220 | 40 | ±12х1% | 230 | 38,5 | 6,6; 11 | 12,5 | 22 | 9,5 | | | | |
| ТДТНЖ-40000/220 | 40 | ±8х1,5% | 230 | 27,5; 38,5 | 6,6; 11; 27,5 | 12,5 | 22 | 9,5 | | | | |
| АТДЦТН-63000/220/110 | 63 | ±6х2% | 230 | 121 | 6,6; 11; 27,5; 38,5 | 11 | 35,7 | 21,9 | | | | |
| АТДЦТН-125000/220/110 | 125 | ±6х2% | 230 | 121 | 6,6; 11; 38,5 | 11 | 45 | 28 | | | | |
| АТДЦТН-200000/220/110 | 200 | ±6х2% | 230 | 121 | 6,6; 11; 15,75; 38,5 | 11 | 32 | 20 | | | | |
| АТДЦТН-250000/220/110 | 250 | ±6х2% | 230 | 121 | 10,5; 38,5 | 11,5 | 33,4 | 20,8 | | | | |
| Тип | Каталожные данные | | | | | Расчетные данные | | | | | | |
| | ΔP _к , кВт | | | ΔP _х , кВт | I _х , % | R _т , Ом | | | X _т , Ом | | | ΔQ _х , кВАр |
| | В-С | В- н | с-н | | | ВН | СН | НН | ВН | СН | НН | |
| ТДТН-25000/220 | 135 | - | - | 50 | 1,2 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 275 | 0 | 148 | 300 |
| ТДТНЖ-25000/220 | 135 | - | - | 50 | 1,2 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 275 | 0 | 148 | 300 |
| ТДТН-40000/220 | 220 | - | - | 55 | 1,1 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 165 | 0 | 125 | 440 |
| ТДТНЖ-40000/220 | 240 | - | - | 66 | 1,1 | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 165 | 0 | 125 | 440 |
| АТДЦТН-63000/220/110 | 215 | - | - | 45 | 0,5 | 1,4 | 1,4 | 2,8 | 104 | 0 | 195,6 | 315 |
| АТДЦТН-125000/220/110 | 305 | - | - | 65 | 0,5 | 0,55 | 0,48 | 3,2 | 59,2 | 0 | 131 | 625 |
| АТДЦТН-200000/220/110 | 430 | - | - | 125 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 30,4 | 0 | 54,2 | 1000 |
| АТДЦТН-250000/220/110 | 520 | - | - | 145 | 0,5 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 25,5 | 0 | 45,1 | 1250 |

Таблица ПЗ.1 Расчетные данные сталеалюминевых проводов марок АС, АпС, АСК, АпСК, АСКП, АпСКП, АСКС, АпСКС

| Номиналь- ное сече- ние, мм ² (алюминий/ сталь) | Сечение, мм ² | | Диаметр, мм | | Номиналь- ное сече- ние, мм ² (алюминий / сталь) | Сечение, мм ² | | Диаметр, мм | |
|--|--------------------------|-------|-------------|-------------------------|---|--------------------------|-------|-------------|-------------------------|
| | алюминий | сталь | провода | стального сердечника | | алюминий | сталь | провода | стального сердечника |
| 35/6,2 | 36,9 | 6,15 | 8,4 | 2,8 | 300/67 | 288,5 | 67,3 | 24,5 | 10,5 |
| 50/8,0 | 48,2 | 8,04 | 9,6 | 3,2 | 300/204 | 298,0 | 204,0 | 29,2 | 18,6 |
| 70/11 | 68,0 | п,з | 11,4 | 3,8 | 330/30 | 335,0 | 2,1 | 24,8 | 6,9 |
| 70/2 | 68,4 | 72,2 | 15,4 | 11,0 | 330/43 | 332,0 | 43,1 | 25,2 | 8,4 |
| 95/16 | 95,4 | 15,9 | 13,5 | 4,5 | 400/18 | 387,0 | 18,8 | 26,0 | 5,6 |
| 95/141 | 91,2 | 141,0 | 19,8 | 15,4 | 400/22 | 394,0 | 22,0 | 26,6 | 6,0 |
| 120/19 | 118,0 | 18,8 | 15,2 | 5,6 | 400/51 | 394,0 | 51Д | 27,5 | 9,2 |
| 120/27 | 114,0 | 26,6 | 15,4 | 6,6 | 400/64 | 390,0 | 63,5 | 27,7 | 10,2 |
| 150/19 | 148,0 | 18,8 | 16,8 | 5,6 | 400/93 | 406,0 | 93,2 | 29,1 | 12,5 |
| 150/24 | 149,0 | 24,2 | 17,1 | 6,3 | 450/56 | 434,0 | 56,3 | 28,8 | 9,6 |
| 150/34 | 147,0 | 34,3 | 17,5 | 7,5 | 500/26 | 502,0 | 26,6 | 30,0 | 6,6 |
| 185/24 | 187,0 | 24,2 | 18,9 | 6,3 | 500/27 | 481,0 | 26,6 | 29,4 | 6,6 |
| 185/29 | 181,0 | 29,0 | 18,8 | 6,9 | 500/64 | 490,0 | 63,5 | 30,6 | 10,2 |
| 185/43 | 185,0 | 43,1 | 19,6 | 8,4 | 500/204 | 496,0 | 20,0 | 34,5 | 18,6 |
| 185/128 | 187,0 | 128,0 | 23,1 | 14,7 | 500/336 | 490,0 | 336,0 | 37,5 | 23,9 |
| 240/32 | 244,0 | 31,7 | 21,6 | 7,2 | 500/71 | 549,0 | 71,2 | 32,4 | 10,8 |
| 240/39 | 23,0 | 38,6 | 21,6 | 8,0 | 600/72 | 580,0 | 72,2 | 33,2 | 11,0 |
| 240/56 | 241,0 | 56,3 | 22,4 | 9,6 | 650/79 | 634,0 | 78,9 | 34,7 | 11,5 |
| 300/39 | 301,0 | 38,6 | 24,0 | 8,0 | 700/86 | 687,0 | 85,9 | 36,2 | 12,0 |
| 300/48 | 295,0 | 47,8 | 24,1 | 8,9 | 750/93 | 78,0 | 93,2 | 37,7 | 12,5 |
| 300/66 | 288,5 | 65,8 | 24,5 | 10,5 | 800/105 | 821,0 | 105,0 | 39,7 | 13,3 |

Примечание: обозначение марок проводов ВЛ: проволока: медная (М), алюминиевая марки АТ (А), алюминиевая марки АТп (Ап); стальной сердечник (С); алюминиевый сплав марки АВЕ термообработанный (АЖ), то же нетермообработанный (АН); стальной сердечник изолирован пленкой (К), межпроволочное пространство провода заполнено смазкой (КП), межпроволочное пространство сердечника заполнено смазкой (КС)

Таблица ПЗ.2 Расчетные данные ВЛ110 кВ со сталеалюминевыми проводами (на 100 км)

| Номинальное сечение, мм ² | г ₀ , Ом, при +20 °С | х ₀ , Ом | б ₀ , 10 ⁻⁴ | q ₀ , МВАр |
|---|---------------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| 70/11 | 42,8 | 44,4 | 2,55 | 3,40 |
| 95/16 | 30,6 | 43,4 | 2,61 | 3,50 |
| 120/19 | 24,9 | 42,7 | 2,66 | 3,55 |
| 150/24 | 19,8 | 42,0 | 2,70 | 3,60 |
| 185/29 | 16,2 | 41,3 | 2,75 | 3,70 |
| 240/32 | 12,0 | 40,5 | 2,81 | 3,75 |

Таблица ПЗ.3 Расчетные данные ВЛ220 кВ со сталеалюминевыми проводами (на 100 км)

| Номинальное сечение, мм ² | Количество проводов в фазе | г ₀ , Ом, при +20 °С | х ₀ , Ом | б ₀ , 10 ⁻⁴ См | q ₀ , МВАр |
|---|----------------------------------|------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| 240/32 | 1 | 12,1 | 43,5 | 2,60 | 13,9 |
| | 2 | 6,0 | - | - | - |
| 240/39 | 11 | 1,1 | - | - | - |
| 240/56 | 5 | 2,4 | - | - | - |
| 300/39 | 1 | 9,8 | 42,9 | 2,64 | 14,1 |
| | 2 | 4,8 | - | - | - |
| 300/48 | 8 | 1,25 | - | - | - |
| 300/66 | 3 | 3,4 | - | - | - |
| | 5 | 2,1 | - | - | - |
| 330/43 | 3 | 2,9 | - | - | - |
| | 8 | 1,1 | - | - | - |
| 400/51 | 1 | 7,5 | 42,0 | 2,70 | 14,4 |
| | 2 | 3,75 | - | - | - |
| | 3 | 2,5 | - | - | - |
| | 5 | 1,5 | - | - | - |
| 400/93 | 4 | 1,9 | - | - | - |
| 500/64 | 1 | 6,0 | 41,3 | 2,74 | 14,6 |
| | 2 | 3,0 | - | - | - |
| | 3 | 2,0 | - | - | - |
| | 4 | 1,5 | - | - | - |

Таблица ПЗ.4 Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных стале-алюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС при температуре воздуха +25 °С

| Номинальное сечение, мм ² | Ток, А | | Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ | | | | | |
|--------------------------------------|---------------|------------------|---|-------|-------|-----|-----|-----|
| | вне помещений | внутри помещений | 35 | 110 | 150 | 220 | 330 | 500 |
| 35/6,2 | 175 | 135 | 10,0 | - | - | - | - | - |
| 50/8 | 210 | 165 | 12,0 | - | - | - | - | - |
| 70/11 | 265 | 210 | 15,2 | 47,6 | - | - | - | - |
| 95/16 | 330 | 260 | 18,9 | 59,3 | 80,9 | - | - | - |
| 120/19 | 390 | 313 | 22,3 | 70,1 | 95,6 | - | - | - |
| 120/27 | 375 | - | 21,5 | 67,4 | 92,0 | - | - | - |
| 150/19 | 450 | 365 | 25,7 | 80,9 | 110,3 | - | - | - |
| 150/24 | 450 | 365 | 25,7 | 80,9 | 110,3 | - | - | - |
| 150/34 | 450 | - | 25,7 | 80,9 | 110,3 | - | - | - |
| 185/24 | 520 | 430 | 29,7 | 93,5 | 127,5 | - | - | - |
| 185/29 | 510 | 425 | 29,2 | 91,7 | 125,1 | - | - | - |
| 185/43 | 515 | - | 29,5 | 92,6 | 126,3 | - | - | - |
| 240/32 | 605 | 505 | - | 108,8 | 148,4 | 217 | 326 | - |
| 240/39 | 610 | 505 | - | 109,7 | 149,6 | 219 | 329 | - |
| 240/56 | 610 | - | - | 109,7 | 149,6 | 219 | 329 | - |
| 300/39 | 710 | 600 | - | - | - | 255 | 383 | 580 |
| 300/48 | 690 | 585 | - | - | - | 248 | 372 | 564 |
| 300/66 | 680 | - | - | - | - | 245 | 367 | 556 |
| 330/27 | 730 | - | - | - | - | - | - | 597 |
| 400/22 | 830 | 713 | - | - | - | 298 | 448 | 678 |
| 400/51 | 825 | 705 | - | - | - | 297 | 445 | 674 |
| 400/64 | 860 | - | - | - | - | 309 | 464 | 703 |
| 500/27 | 960 | 830 | - | - | - | 345 | 518 | 785 |
| 500/64 | 945 | 815 | - | - | - | 340 | 510 | 772 |
| 600/72 | 1050 | 920 | - | - | - | - | - | - |
| 700/86 | 1180 | 1040 | - | - | - | - | - | - |

Примечания: 1. Для ВЛ 330 и 500 кВ мощность приведена на один провод и должна быть увеличена в соответствии с количеством проводов в фазе.

2. Мощность рассчитана при $U=1,05 \cdot U_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$.

Таблица П4.1 Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов энергетических систем, % капитальных затрат

| Наименование элементов энергетических систем | Затраты на обслуживание | Ремонты | Общие отчисления |
|---|-------------------------|---------|------------------|
| ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах | 0,4 | 0,4 | 0,8 |
| ВЛ35-220 кВ на деревянных опорах | 0,5 | 1,6 | 2,1 |
| Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС): | | | |
| до 150 кВ | 3,0 | 2,9 | 5,9 |
| 220 кВ и выше | 2,0 | 2,9 | 4,9 |

Таблица П4.2 Базовые показатели стоимости ВЛ110-220 кВ на стальных и железобетонных опорах (цены 1991 г.)

| Напряжение ВЛ, кВ | Характеристика опор | Провода сталеалюминовые сечением, шт., мм ² | Количество на опоре, шт. | Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб/км | |
|-------------------|------------------------------|--|--------------------------|--|----------------------|
| | | | | Стальные опоры | Железобетонные опоры |
| 110 | Свободностоящие | До 150 | 1 | 42 | 34 |
| | | | 2 | 64 | 57 |
| | Свободностоящие | 185-240 | 1 | 47 | 38 |
| | | | 2 | 72 | 66 |
| 220 | Свободностоящие | 300 | 1 | 54 | 45 |
| | | | 2 | 88 | - |
| | | 400 | 1 | 59 | 50 |
| | | | 2 | 97 | - |
| | Двухстоечные свободностоящие | 300 | 1 | - | 47 |
| | | | 2 | - | 85 |
| | | 400 | 1 | - | 52 |
| | | | 2 | - | 93 |

Таблица П4.3 Стоимость ячейки (на один комплект выключателя) ОРУ 110-220 кВ с выключателями

| | Стоимость ячейки (на один комплект выключателя), тыс.руб. | | |
|----------------|---|----------|------------|
| Напряжение, кВ | Воздушный | Масляный | Элегазовый |
| 110 | 90 | 75 | 290 |
| 220 | 190 | 210 | 600 |

Таблица П4.4 Стоимость трансформаторов 110-220 кВ, тыс. руб. (цены 1991 г.)

| Мощность, МВА | Трансформатор | | | | | Автотрансформатор |
|------------------|---------------|--------|-----------|--------|-----------|-------------------|
| | 35/НН | 110/НН | 110/35/НН | 220/НН | 220/35/НН | 220/110/НН |
| 2,5 | 65 | - | - | - | - | - |
| 4 | 73 | - | - | - | - | - |
| 6,3 | 95 | 136 | 163 | - | - | - |
| 10 | 100 | 148 | 189 | - | - | - |
| 16 | 110 | 172 | 219 | - | - | - |
| 25 | 155 | 222 | 255 | - | 398 | - |
| 40 | 220 | 292 | 320 | 400 | 445 | - |
| 63 | - | 360 | 407 | 505 | - | 539 |
| 80 | - | 408 | 447 | 455* | - | - |
| 100 | - | - | - | 635 | - | - |
| 125 | - | 440 | - | 540* | - | 621 |
| 160 | - | - | - | 775 | - | - |
| 200 | - | 500* | - | 735 | - | 877 |
| 250 | - | 580* | - | 825* | - | 1020 |
| 400 | - | 845* | - | 1125* | - | - |
| 630 | - | - | - | 1625* | - | - |
| 1000 | - | - | - | 2020* | - | - |

* с ПБВ

Таблица П4.5 Постоянная часть затрат по ПС 110-220 кВ с открытой установкой оборудования (цены 1991 г.)

| Напряжение, кВ | Электрическая схема подстанции на стороне ВН | Стоимость, тыс. руб |
|-------------------|--|---------------------|
| 110/10; 110/35/10 | Без выключателей | 220-290 |
| | Мостик | 360-430 |
| | Сборные шины | 490-540 |
| 220/10; 220/35/10 | Без выключателей | 410 |
| | Мостик | 610 |
| | Четырехугольник, сборные шины | 780 |
| 220/110 | Без выключателей | 680 |
| | Мостик, четырехугольник | 880 |
| | Сборные шины | 1260 |