

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Костанайский государственный университет имени А.Байтурсынова
Кафедра электроэнергетики и физики

С. Ибрагимова

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

**Учебное пособие
для студентов технических специальностей**



Костанай, 2016

УДК 621.31 (075.8)
ББК 31.27я73
И 15

Рецензенты:

Хацевский К.В., д.т.н., профессор кафедры «Электрическая техника» Омского государственного университета

Хабдуллина З.К., д.т.н., профессор, зав. кафедрой электроэнергетики и теплоэнергетики РИИ

Кошкин И.В., к.т.н., зав. кафедрой электроэнергетики и физики КГУ имени А. Байтурсынова

Составитель:

Ибрагимова Светлана Викторовна, к.т.н., старший преподаватель кафедры электроэнергетики и физики

Утверждено учебно-методическим советом Костанайского государственного университета имени А. Байтурсынова протокол от 02.03. 2016 г. № 1.

Ибрагимова С.В.

И 15 Электрические сети и системы. Учебное пособие для студентов технических специальностей/ С.В. Ибрагимова. - Костанай, 2016. - 137 с.

ISBN 978-601-7481-39-1

В учебном пособии рассмотрены вопросы, изучаемые дисциплиной «Электрические сети и системы». Теоретический материал охватывает темы курса, читаемом для студентов специальности «Электроэнергетика»: элементы и конструкция электрических сетей; схемы замещения и параметры линий электропередач и силовых трансформаторов; определение потерь мощности в элементах и напряжения в узлах сети; практические способы расчета разомкнутых и замкнутых электрических систем. Теоретический материал сопровождается примерами расчетов. В приложении представлены справочные данные, необходимые для выполнения индивидуального задания по проектированию электрической сети промышленного района.

Предназначено для студентов технических специальностей, а также преподавателей колледжей, ВУЗов и специалистов, работающих в электроэнергетической области.

УДК 621.31 (075.8)
ББК 31.27я73

ISBN 978-601-7481-39-1

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Принципы построения электрических сетей.....	6
1.1 Основные понятия и определения.....	6
1.2 Электрические нагрузки. Способы представления нагрузок в расчетных схемах	9
2 Элементы и конструкция электрических сетей. Воздушные и кабельные линии электропередач.....	12
2.1 Конструктивные элементы линий электропередач	12
2.2 Схемы замещения, параметры воздушных и кабельных линий	22
3 Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	30
3.1 Схемы замещения и параметры силовых трансформаторов	30
4 Определение потерь мощности и энергии в элементах электрических сетей.	43
5 Практические методы расчета электрических сетей.....	50
5.1 Общие положения	50
5.2 Расчет разомкнутой электрической сети напряжением от 110 кВ и выше по данным «начала» и «конца»	51
5.2.1 Расчет режима при заданном напряжении в конце ЛЭП (на потребителе)	51
5.2.2 Расчет режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания)	53
5.3 Расчеты режимов кольцевых сетей	57
5.3.1 Общие сведения о расчете замкнутых сетей.....	57
5.3.2 Расчет сети с двусторонним питанием	59
6 Особенности расчета распределительных сетей.....	67
7 Регулирование напряжения в электрических сетях.....	71
8 Исходные данные для проектирования сети промышленного района.....	76
9 Порядок выполнения расчета.....	79
9.1 Выбор схемы электрической сети промышленного района на основе технико-экономических расчетов.....	79
9.1.1 Выбор электрической схемы с учетом требований надежности электропитания	79
9.1.2 Выбор конфигурации электрической сети	79
9.1.3 Определение расчетных нагрузок, выбор напряжения сети и оценка числа ступеней трансформации.....	83
9.1.4 Выбор напряжения сети и оценка числа ступеней трансформации .	86
9.2 Выбор трансформаторов для понижающих подстанций	87
9.3 Выбор конструктивного исполнения, числа цепей и сечений воздушных линий.....	88
9.4 Выбор рациональной схемы электрической сети на основании технико- экономического сравнения конкурентоспособных вариантов	90
9.5 Основные технико-экономические показатели электрической энергии...	94
9.6 Определение параметров установившегося режима электрической сети	95

9.6.1 Общие положения	95
9.6.2 Составление схемы замещения электрической сети и определение ее параметров	95
9.7 Потребление активной мощности и реактивной мощности. Баланс мощностей	97
9.8 Выбор средств регулирования напряжения в электрической сети	101
Глоссарий	102
Список литературы	107
Приложение А	108
Приложение Б	114
Приложение В	123
Приложение Г	135

Введение

Вопросы, рассматриваемые в настоящем учебном пособии, включены в учебную программу дисциплины «Электрические сети и системы», изучаемую студентами специальности «Электроэнергетика».

Изучение дисциплины «Электрические сети и системы» базируется на знании математики, физики, теоретических основ электротехники.

В пособии рассматриваются следующие вопросы: элементы и конструкция электрических сетей; схемы замещения и параметры линий электропередач и силовых трансформаторов; расчеты потоков распределения для разомкнутых и замкнутых систем; порядок расчета при технико-экономическом сравнении конкурентоспособных вариантов электрических сетей; определение потерь мощности в элементах и напряжения в узлах сети, практические методы расчета режимов разомкнутых и кольцевых электрических сетей, вопросы регулирования напряжения в электрических сетях.

В качестве примера рассматривается проектирование электрической сети, питающей пять промышленных объектов.

Исходными данными для каждого из пяти пунктов являются: наибольшая зимняя нагрузка P , МВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$; номинальное напряжение на шинах низкого напряжения питающей сети - 6 или 10 кВ; состав потребителей по категориям требуемой надежности — 1, 2, 3, причем процентный состав (от максимальной мощности потребителей) по категориям составляет:

- I категория — 50%;
- II категория — 30%;
- III категория — 20%.

Список литературы кроме первоисточников содержит указание на дополнительные материалы, полезные и доступные студентам при работе с данным учебным пособием или необходимые для справок и углубленного изучения отдельных вопросов.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, изучающих курс «Электрические сети и системы», а также будет полезно учащимся колледжей и специалистам, работающим в электроэнергетической отрасли.

1 Принципы построения электрических сетей

1.1 Основные понятия и определения

Энергетическая система (энергосистема) состоит из электрических станций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, распределения и потребления электрической энергии, при общем управлении этим режимом.

На электрических схемах электрическая система может быть представлена следующим образом (рисунок 1).

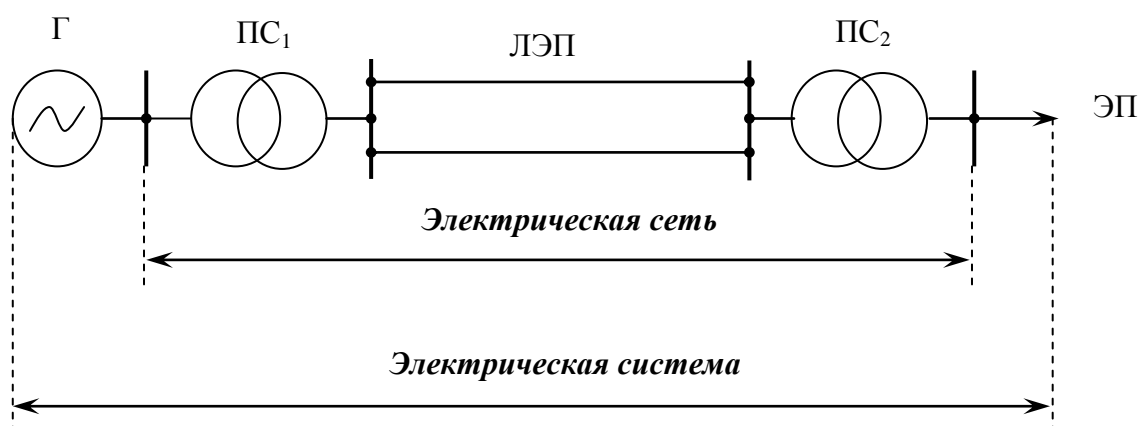


Рисунок 1 – Обозначение электрической системы на электрических схемах

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для распределения электрической энергии, состоящая из подстанции, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи. Распределение электроэнергии от электростанции к потребителям осуществляется по электрической сети.

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств до и выше 1000В, аккумуляторной батареи устройств управления и вспомогательных сооружений.

Распределительным устройством называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура

отдельных звеньев этой многоступенчатой сети достаточно сложна и насчитывает десятки, а иногда и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. Наряду со сложностью конфигурации характерной особенностью электрических сетей является их многорежимность. Под этим понимается не только разнообразие загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое естественным изменением во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом. В настоящее время для электрических сетей стандартизированы 4 напряжения менее 1 кВ – это 40, 220, 380, 660 В – и 12 напряжений выше 1 кВ – это 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ.

Линия электропередач (ЛЭП) – это электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии.

Электрические сети подразделяются по следующим признакам:

- по роду тока (сети переменного и постоянного тока);
- по напряжению (сети напряжением до 1000 В и выше 1000 В);
- по конструктивному исполнению: воздушные и кабельные сети, проводки и токопроводы;
- по расположению сети делятся на наружные и внутренние;
- по конфигурации сети делятся на разомкнутые и замкнутые;
- по степени резервированности сети делятся на нерезервированные и резервированные;
- по выполняемым функциям различают системообразующие, питающие и распределительные сети;
- по характеру потребителей сети делятся на городские, промышленные и сельские;
- по назначению в схеме электроснабжения сети делятся на местные и районные.

По роду тока различаются сети переменного и постоянного тока. Сети трехфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низкого напряжения – с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, для питания электроприводов ряда механизмов и частично для электрификации транспорта. При передаче больших мощностей на дальнее расстояние также используют электропередачи постоянного тока.

По напряжению:

- ультравысокого УВН (1150 кВ);
- сверхвысокого СВН (330÷750 кВ);
- высокого ВН (110÷220 кВ);
- среднего СН (3÷35 кВ)

и низкого НН (до 1 кВ) напряжения.

По размерам территории, охватываемой сетью, могут быть выделены местные ($U \leq 35$ кВ), районные (110÷220 кВ) и региональные сети ($U \geq 330$ кВ).

По назначению различают системообразующие и распределительные сети.

Системообразующие сети напряжением от 330 до 1150 кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электростанции и обеспечивая их функционирования как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Системообразующие сети осуществляют системные связи, то есть связи очень большой длины между энергосистемами. Режимом системообразующих сетей управляет диспетчер объединенного диспетчерского управления (ОДУ).

Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. В настоящее время по мере развития сетей СВН верхняя граница диапазона напряжений распределительных сетей сдвинулась до 330 кВ. По мере роста плотности нагрузок, мощности электростанции и протяженности электрических сетей напряжение распределительных сетей увеличивается до 500 кВ.

Местные и распределительные сети могут различаться по характеру подключаемых к ним потребителей – промышленные, городские и сельские. Сельские сети характеризуются значительной протяженностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки и небольшим годовым числом часов использования ее максимума. Промышленные сети относительно короткие, но снабжают электроэнергией территорию с большей плотностью нагрузки. Промежуточное положение занимают городские сети. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность вызывает необходимость привлечения дополнительных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

С точки зрения конфигурации различают разомкнутые и замкнутые сети. К разомкнутым относятся сети, образованные радиальными или радиально-магистральными линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сто-

рон. Замкнутые сети подразделяются на простые и сложные. Наиболее простой формой замкнутой сети является кольцевая сеть.

По отношению к помещению различают внутренние и наружные сети.

По конструктивному выполнению сети делятся на внутренние проводки (до 1 кВ), кабельные (до 500 кВ) и воздушные (до 1150 кВ).

1.2 Электрические нагрузки. Способы представления нагрузок в расчетных схемах

Все потребители электроэнергии условно делятся на следующие группы:

- коммунально-бытовые;
- промышленные;
- электрифицированный транспорт;
- производственные потребители сельского хозяйства;
- прочие потребители.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся:

- по режимам работы;
- по мощности и напряжению;
- по роду тока;
- по степени надежности.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной, реактивной, полной (кажущейся) мощности и тока электроприемника.

Графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные, сезонные и годовые.

Фактический график нагрузки электроприемника может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменение соответствующего параметра во времени. Очертания суточных графиков нагрузки одного и того же электроприемника меняются в зависимости от того, рассматриваются рабочие сутки или выходные дни, от времени года. На его очертание влияет и множество случайных факторов. Поэтому одним суточным графиком нагрузки нельзя охарактеризовать работу электроприемника.

Для удобства расчетов реально снятый график заменяют ступенчатым. Обычно для каждого потребителя дается несколько суточных графиков, которые характеризуют его работу в разное время года и в разные дни недели. Это графики зимних и летних суток для рабочих дней, график выходного дня. Основным является зимний график рабочего дня. Его максимальная нагрузка принимается за 100%, а ординаты всех остальных графиков задаются в процентах именно от этого значения.

По графикам однотипных предприятий получают типовые графики нагрузки, которые приводятся в справочной литературе.

При отсутствии графиков реактивной мощности, их можно получить из графиков активной мощности, через формулу:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\max}, \quad (1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ — определяется по значению $\cos \varphi_{\max}$, которое задается как исходный параметр для каждого потребителя.

По суточным графикам нагрузки строят годовые графики нагрузки по продолжительности. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{\max} до P_{\min} (рисунок 2).

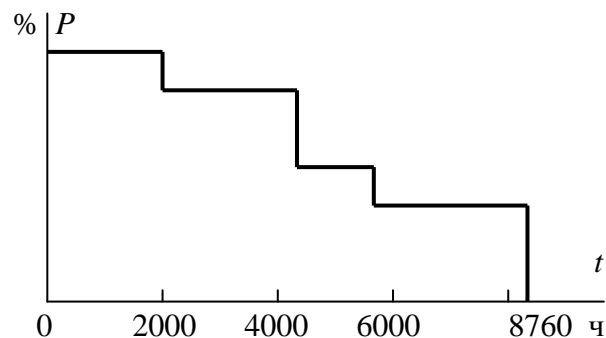


Рисунок 2 – Годовой график по продолжительности

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, потребленной электроприемником за год:

$$W_{\pi} = \sum P_i \cdot \Delta t_i, \quad (2)$$

где P_i — мощность i -й ступени графика;
 Δt_i — продолжительность ступени.

Средняя нагрузка за год равна:

$$P_{\text{cp}} = W_{\pi} / 8760. \quad (3)$$

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения:

$$k_{\text{зг}} = \frac{W_{\pi}}{P_{\max} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{н.д.}}}{P_{\max}}. \quad (4)$$

Коэффициент заполнения графика показывает, во сколько раз потребленное количество электроэнергии меньше того количества энергии, которое было бы потреблено, если бы нагрузка установки все время была максимальной. Очевидно, чем равномернее график, тем значение коэффициента заполнения ближе к единице.

Для характеристики графика пользуются временем использования максимальной нагрузки T_{\max} . Это время, в течение которого при работе установки с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и по реальному графику нагрузки. Значение T_{\max} можно рассчитать следующим образом:

$$T_{\max} = W_{\Pi} / P_{\max}. \quad (5)$$

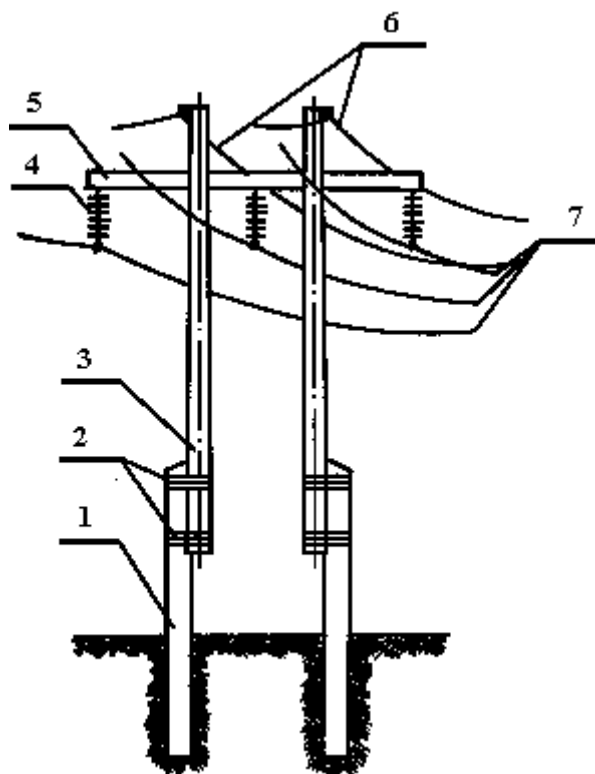
Значения T_{\max} для различных потребителей приводятся в справочной литературе.

2 Элементы и конструкция электрических сетей. Воздушные и кабельные линии электропередач

2.1 Конструктивные элементы линий электропередач

Электрической воздушной линией электропередачи называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений. Главные элементы воздушной ЛЭП (рисунок 3):

- провода, которые служат для передачи электроэнергии;
- грозозащитные тросы для защиты от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Они монтируются в верхней части опор;
- опоры, поддерживающие провода и тросы на определенной высоте над поверхностью;
- изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- арматура, при помощи которой провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опоре.



1 – пасынок; 2 – бандаж; 3 – стойка опоры; 4 – гирлянды изоляторов; 5 – траверса; 6 – грозозащитные тросы; 7 – провода.

Рисунок 3 - Элемент воздушной одноцепной линии – деревянная промежуточная опора с грозозащитными тросами (на подходе к подстанции)

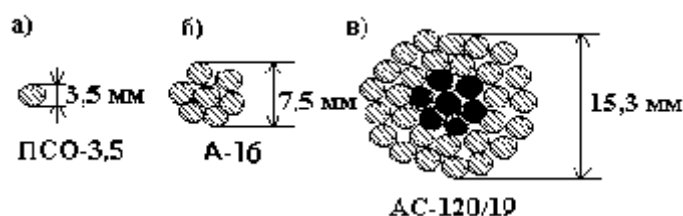
По конструктивному исполнению воздушные линии подразделяются на одноцепные и многоцепные, т.е. с расположением одной или нескольких цепей на одних и тех же опорах. Наибольшее распространение получили одноцепные и двухцепные воздушные линии. Под понятием цепь подразумевают три провода одной трехфазной линии.

По конструкции различают:

а) однопроволочные провода, состоящие из одной проволоки сплошного сечения (рисунок 4, а);

б) многопроволочные провода из одного металла, состоящие (в зависимости от сечения провода) из 7; 19 и 37 скрученных между собой отдельных проволок (рисунок 4, б);

в) многопроволочные провода из двух металлов – стали и алюминия или стали и бронзы. Сталеалюминевые провода обычной конструкции (марки АС) состоят из стальной оцинкованной жилы (однопроволочной или скрученной из 7 или 19 проволок), вокруг которой расположена алюминиевая часть, состоящая из 6, 24 или более проволок (рисунок 4, в).



а – однопроволочные провода; б – многопроволочные провода; в – сталеалюминевые провода.

Рисунок 4 - Конструкция проводов воздушных линий

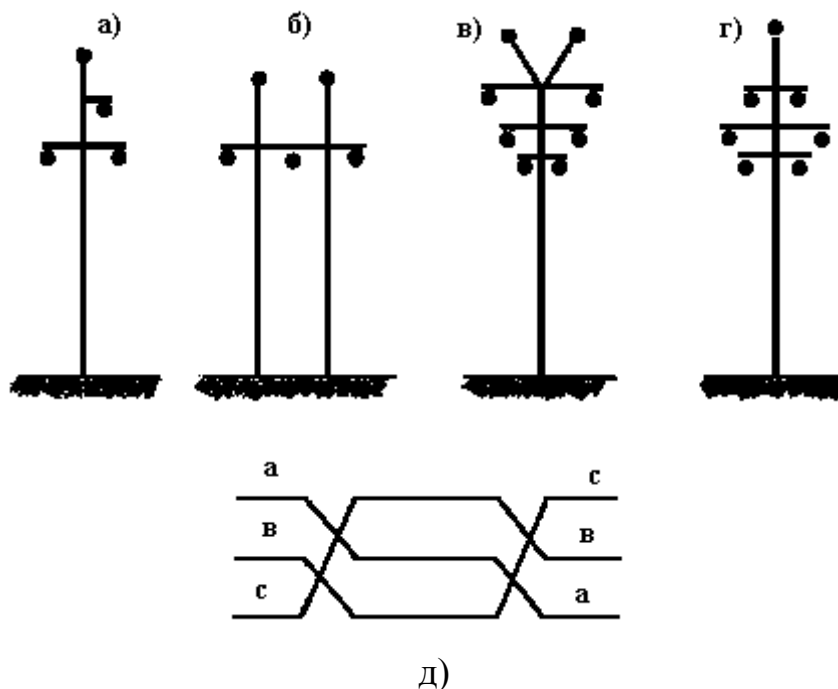
Провода на опорах воздушных линий можно располагать различными способами: на одноцепных линиях – треугольником или горизонтально; на двухцепных линиях – обратной елкой или шестиугольником (в виде «бочки»).

Расположение проводов треугольником (рисунок 5, а) применяется на линиях напряжением до 20 кВ включительно и на линиях напряжением 35...330 кВ с металлическими и железобетонными опорами.

Горизонтальное расположение проводов (рисунок 5, б) применяется на линиях напряжением 35...220 кВ с деревянными опорами. Такое расположение проводов является наилучшим по условиям эксплуатации, так как позволяет применять более низкие опоры и исключает схлестывание проводов при сбрасывании гололеда и пляске проводов.

На двухцепных линиях провода располагают либо обратной елкой (рисунок 5, в), что удобно по условиям монтажа, но увеличивает массу опор и требует подвески двух защитных тросов, либо шестиугольником (рисунок 5, г). Последний способ предпочтительнее. Он рекомендован к применению на двухцепных линиях напряжением 35...330 кВ.

Для всех перечисленных вариантов характерно несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу, что приводит к различию электрических параметров фаз. Для уравнивания этих параметров применяют транспозицию проводов, т.е. последовательно меняют на опорах взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на различных участках линии. При этом провод каждой фазы проходит одну треть длины линии на одном, вторую – на другом и третью – на третьем месте (рисунок 5 д).



а – треугольником; б – горизонтальное; в – обратной елочкой; г – шестиугольником (бочкой); д - схема транспозиции проводов одноцепной линии.

Рисунок 5 - Расположение проводов и защитных тросов на опорах

Опоры бывают анкерными (в том числе концевыми), промежуточными, угловыми, транспозиционными и специальными. Применение того или иного вида опор диктуется их назначением, которое в свою очередь зависит от места установки опор на трассе воздушной линии.

В зависимости от способа подвески проводов опоры воздушных линий (ВЛ) делятся на две основные группы:

а) **опоры промежуточные**, на которых провода закрепляются в поддерживающих зажимах,

б) **опоры анкерного типа**, служащие для натяжения проводов. На этих опорах провода закрепляются в натяжных зажимах.

В соответствии с требованиями ПУЭ пересечения некоторых инженерных сооружений, например железных дорог общего пользования, необходимо выполнять на опорах анкерного типа. На углах поворота линии ус-

танавливаются угловые опоры, на которых провода могут быть подвешены в поддерживающих или натяжных зажимах. Таким образом, две основные группы опор - **промежуточные** и **анкерные** - разбиваются на типы, имеющие специальное назначение.

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально, на промежуточных опорах со штыревыми изоляторами закрепление проводов производится проволоочной вязкой. В обоих случаях промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры.

При необорванных проводах и тросах промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии и поэтому могут быть выполнены более легкой конструкции, чем опоры других типов, например концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы линии промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки в направлении линии.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерные угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. Поэтому промежуточные угловые опоры применяются для углов до $10 - 20^\circ$. При больших углах поворота устанавливаются **анкерные угловые опоры**.

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально, на промежуточных опорах со штыревыми изоляторами закрепление проводов производится проволоочной вязкой. В обоих случаях промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры.

При необорванных проводах и тросах промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии и поэтому могут быть выполнены более легкой конструкции, чем опоры других типов, например концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы линии промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки в направлении линии.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо на-

грузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерные угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. Поэтому промежуточные угловые опоры применяются для углов до $10 - 20^\circ$. При больших углах поворота устанавливаются **анкерные угловые опоры**.

Промежуточные прямые опоры (рисунок 6) устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально, на промежуточных опорах со штыревыми изоляторами закрепление проводов производится проволоочной вязкой. В обоих случаях промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры.

При необорванных проводах и тросах промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии и поэтому могут быть выполнены более легкой конструкции, чем опоры других типов, например концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы линии промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки в направлении линии.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерные угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. Поэтому промежуточные угловые опоры применяются для углов до $10 - 20^\circ$. При больших углах поворота устанавливаются **анкерные угловые опоры**.



Рисунок 6 - Промежуточные опоры ВЛ

Анкерные опоры. На линиях с подвесными изоляторами провода закрепляются в зажимах натяжных гирлянд. Эти гирлянды являются как бы продолжением провода и передают его тяжение на опору. На линиях со штыревыми изоляторами провода закрепляются на анкерных опорах усиленной вязкой или специальными зажимами, обеспечивающими передачу полного тяжения провода на опору через штыревые изоляторы.

При установке анкерных опор (рисунок 7) на прямых участках трассы и подвеске проводов с обеих сторон от опоры с одинаковыми тяжениями горизонтальные продольные нагрузки от проводов уравниваются и анкерная опора работает так же, как и промежуточная, т. е. воспринимает только горизонтальные поперечные и вертикальные нагрузки.



Рисунок 7 - Опоры ВЛ анкерного типа

В случае необходимости провода с одной и с другой стороны от анкерной опоры можно натягивать с различным тяжением, тогда анкерная

опора будет воспринимать разность тяжения проводов. В этом случае, кроме горизонтальных поперечных и вертикальных нагрузок, на опору будет также воздействовать горизонтальная продольная нагрузка. При установке анкерных опор на углах (в точках поворота линии) анкерные угловые опоры воспринимают нагрузку также от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

Концевые опоры устанавливаются на концах линии. От этих опор отходят провода, подвешиваемые на порталах подстанций. При подвеске проводов на линии до окончания сооружения подстанции концевые опоры воспринимают полное одностороннее тяжение проводов и тросов ВЛ.

Помимо перечисленных типов опор, на линиях применяются также специальные опоры: **транспозиционные**, служащие для изменения порядка расположения проводов на опорах, **ответвительные** - для выполнения ответвлений от основной линии, опоры больших переходов через реки и водные пространства и др.

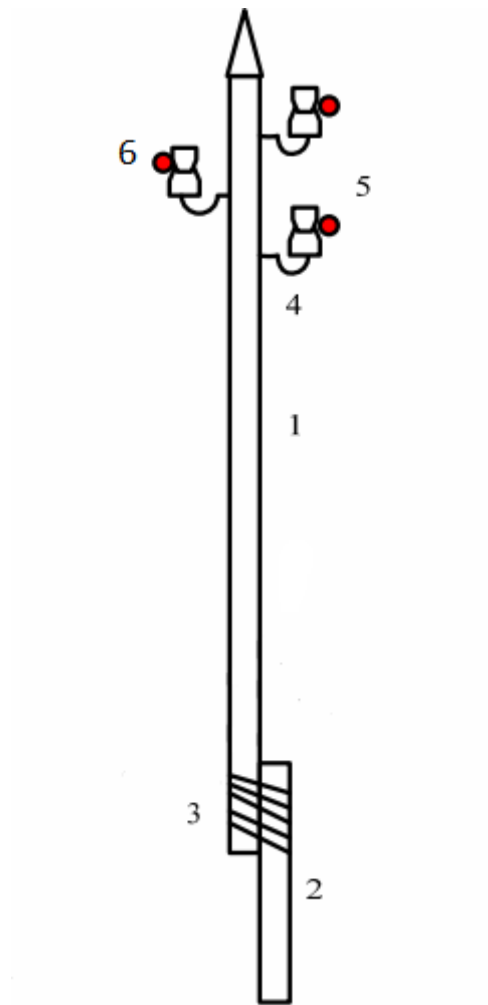
Основным типом опор на воздушных линиях являются промежуточные, число которых обычно составляет 85 -90% общего числа опор.

По конструктивному выполнению опоры можно разделить на **свободностоящие** и **опоры на оттяжках**. Оттяжки обычно выполняются из стальных тросов. На воздушных линиях применяются деревянные, стальные и железобетонные опоры. Разработаны также конструкции опор из алюминиевых сплавов.

Конструкции опор ВЛ

1. Деревянная опора ЛЭП 6 кВ (рисунок 8) - одностоечная, промежуточная. Выполняется из сосны, иногда лиственницы. Пасынок выполняется из пропитанной сосны. Для линий 35—110 кВ применяются деревянные П-образные двухстоечные опоры. Дополнительные элементы конструкции опоры: подвесная гирлянда с подвесным зажимом, траверса, раскосы.

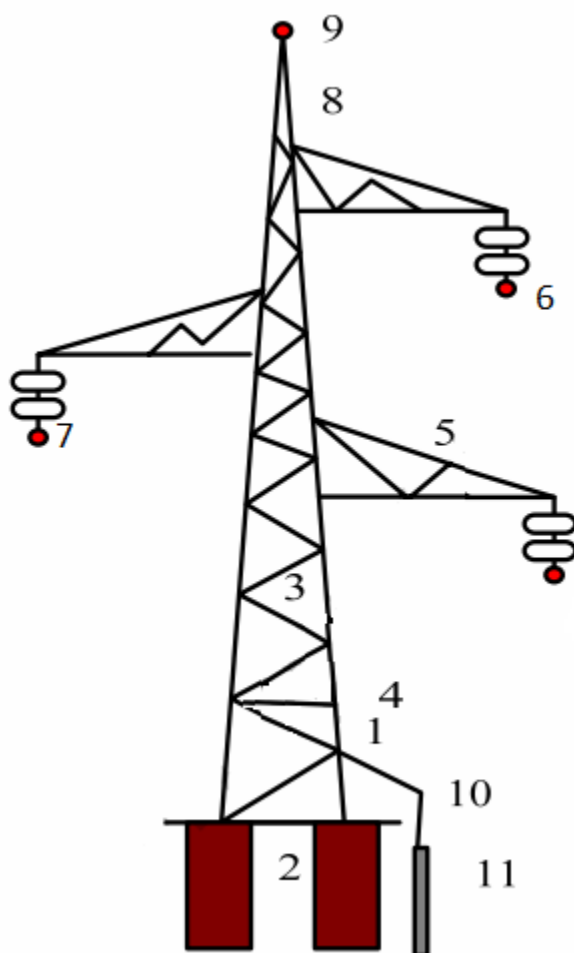
2. Железобетонные опоры выполняются одностоечными свободностоящими, без оттяжек или с оттяжками на землю. Опора состоит из стойки (ствола), выполненной из центрифугированного железобетона, траверсы, грозозащитного троса с заземлителем на каждой опоре (для молниезащиты линии). С помощью заземляющего штыря трос связан с заземлителем (проводник в виде трубы, забитой в землю рядом с опорой). Трос служит для защиты линий от прямых ударов молнии. Другие элементы: стойка (ствол), тяга, траверса, тросостойка.



- 1) опора;
- 2) пасынок;
- 3) бандаж;
- 4) крюк;
- 5) штыревой изолятор;
- 6) провод.

Рисунок 8 - Деревянная одностоечная промежуточная опора линии электропередач 5 кВ

3. Металлические (стальные) опоры (рисунок 9) применяются при напряжении 220 кВ и более.



1 - стойка (ствол) опоры; 2 - фундамент сборный железобетонный или монолитный; 3 – раскосы; 4 - пояс опоры; 5 - траверса (тяга и пояс траверсы); 6 - гирлянда изоляторов натяжная или подвесная в зависимости от назначения опоры; 7 – провод; 8 – тросостойка; 9 - трос грозозащитный; 10 – заземлитель; 11 - заземляющий стержень.

Рисунок 9 - Металлическая опора ЛЭП 220-330 кВ

Кабельная линия электропередачи – это линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей.

Кабель – это изолированная по всей длине металлическая жила (или несколько жил), поверх которой наложены защитные покровы.

Главными элементами КЛЭП являются:

- кабель для передачи электроэнергии;
- соединительные муфты;
- муфты (заделки);
- стопорные муфты. Применяются на крутых участках трассы для предупреждения стекания кабельной массы;
- подпитывающие аппараты и система сигнализации давления масла для линий выполненных маслonaполненными кабелями;

- кабельные сооружения (кабельные коллекторы, туннели, каналы, шахты, колодцы), которые применяют на отдельных участках трассы.

К основным частям кабеля любого напряжения относятся:

- токопроводящие жилы;
- изоляция или изолирующие оболочки, отделяющие токопроводящие жилы друг от друга и от земли;
- защитная оболочка, предохраняющая изоляцию от вредного действия влаги, кислот, механических повреждений.

Конструкция кабеля напряжением 10 кВ приведена на рисунке 10.

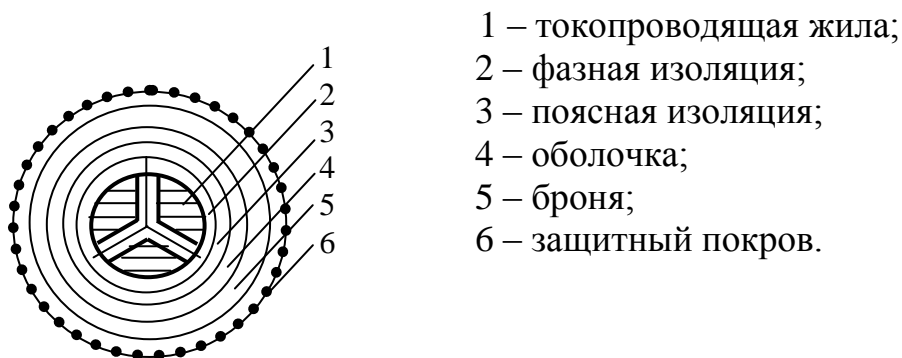


Рисунок 10 - Конструкция кабеля напряжением 10 кВ

Одними из преимуществ КЛЭП по отношению к ВЛЭП являются неподверженность атмосферным воздействиям и скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц.

Недостатки состоят в следующем:

- высокая стоимость кабельных линий по сравнению с воздушными того же класса напряжения;
- более трудоемки в сооружении;
- передача одной и той же мощности требует провода большего сечения.

Пример 2.1

Определить стрелу провеса провода АСУ-400 в пролете 800 м при значениях $\gamma=9,90 \cdot 10^{-3}$ кг/м·мм², $\sigma=13,0$ кг/мм².

Порядок решения

При пролетах более 800-1000 м погрешность стрелы провеса, определяемой по формуле (1-14) /1/, может превышать допускаемую. Поэтому здесь используется формула (1-20) /1/:

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} + \frac{\gamma^3 \cdot l^4}{384 \cdot \sigma} = \frac{9,90 \cdot 10^{-3} \cdot 800^2}{8 \cdot 13,0} + \frac{9,90^3 \cdot 10^{-9} \cdot 800^4}{384 \cdot 13,0^3} = 60,92 + 0,47 = 61,39.$$

Погрешность при пренебрежении вторым членом формулы составляет 0,47 м, или 0,8 % от значения стрелы провеса; поэтому в данном случае второй член формулы следует учесть.

2.2 Схемы замещения, параметры воздушных и кабельных линий

Активное сопротивление зависит от материала, сечения и температуры. Активное сопротивление обуславливает тепловые потери проводов и кабелей. Определяется материалом токоведущих проводников и площадью их сечения.

Различают сопротивление проводника постоянному току (омическое) и переменному току (активное). Активное сопротивление больше активного ($R_a > R_{ом}$) из-за поверхностного эффекта.

Для ЛЭП, выполненных из цветного металла, поверхностный эффект на промышленных частотах незначителен. Следовательно, $R_a \approx R_{ом}$.

Обычно влиянием колебания температуры на R_a проводника в расчётах пренебрегают. Исключение составляют тепловые расчеты проводников. Пересчет величины сопротивления выполняют по формуле:

$$R_\theta = R_{20} \cdot [1 + 0,004(\theta - 20)], \quad (6)$$

где R_{20} – активное сопротивление при температуре 20°C;
 θ – текущее значение температуры, °C.

Активное сопротивление зависит от материала проводника и сечения:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{F}, \quad (7)$$

где ρ – удельное сопротивление, Ом мм²/км;
 l – длина проводника, км;
 F – сечение проводника, мм².

Сопротивление одного километра проводника называют погонным сопротивлением:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F}, \quad (8)$$

где γ – удельная проводимость материала проводника, км См/мм².

Величина активного сопротивления участка сети рассчитывается:

$$R = r_0 \cdot l. \quad (9)$$

Переменный ток, проходя по проводу, образует вокруг него переменное магнитное поле, которое наводит в проводнике ЭДС обратного направления (ЭДС самоиндукции). Сопротивление току, обусловленное противодействием ЭДС самоиндукции, называется реактивным индуктивным сопротивлением.

Величина реактивного индуктивного сопротивления зависит как от значения тока в собственном проводе, так и от величины токов в соседних проводах. Чем дальше расположены фазные провода линии, тем меньше влияние соседних проводов – поток рассеяния и индуктивное сопротивление увеличиваются.

На величину индуктивного сопротивления оказывает влияние диаметр провода, магнитная проницаемость (μ) и частота переменного тока.

Величина погонного индуктивного сопротивления рассчитывается по формуле:

$$x_0 = \omega \cdot (4,61g \frac{D_{cp}}{R_{пр}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x_0' + x_0'', \quad (10)$$

где ω – угловая частота;

μ – магнитная проницаемость;

D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазами ЛЭП;

$R_{пр}$ – радиус провода.

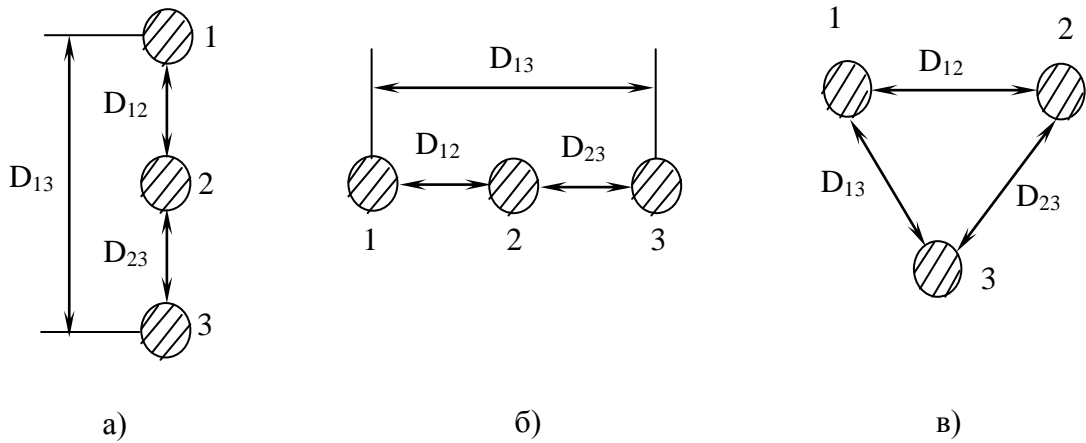
Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами (рисунок 11) рассчитывается по формуле:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}. \quad (11)$$

При расположении проводов в одной плоскости (рисунок 11 а, б) формула для расчета D_{cp} упрощается:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D \cdot 2 \cdot D \cdot D} = 1,26 \cdot D. \quad (12)$$

Если же провода расположены в вершинах равностороннего треугольника, то $D_{cp} = D$ (рисунок 11 в).



а), б) – в одной плоскости;
в) – в вершинах треугольника.

Рисунок 11 – Расположение проводов на опоре

При $f = 50 \text{ Гц}$ значение $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 3,14 \text{ 1/с}$. Тогда формула индуктивного сопротивления записывается:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016 \cdot \mu. \quad (13)$$

Для проводников выполненных из цветного металла (медь, алюминий) $\mu = 1$.

Величина погонного индуктивного сопротивления при расщепленной конструкции фазы рассчитывается как:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{прэкв}}} + \frac{0,016 \cdot \mu}{n}, \quad (14)$$

где n – количество проводов в фазе;

$R_{\text{прэкв}}$ – эквивалентный радиус провода.

При $n = 2, 3$:

$$R_{\text{прэкв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot R_{\text{пр}}}, \quad (15)$$

где a – шаг расщепления (среднегеометрическое расстояние между проводами в фазе);

$R_{\text{пр}}$ – радиус провода.

Величина реактивного сопротивления участка сети рассчитывается:

$$x = x_0 \cdot l. \quad (16)$$

Активная проводимость (G) обусловлена потерями активной мощности в диэлектриках. Ее величина зависит от тока утечки по изоляторам (малы, можно пренебречь) и потерь мощности на корону.

Величину потерь мощности на корону, кВт/км, можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \quad (17)$$

где δ - коэффициент, учитывающий барометрическое давление;

$U_{\text{ф}}$, $U_{\text{кор.ф}}$ – соответственно фазные рабочее напряжение ЛЭП и напряжение, при котором возникает корона.

Величина погонной активной проводимости, См/км, рассчитывается по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (18)$$

Активная проводимость участка сети находится следующим образом:

$$G = g_0 \cdot l. \quad (19)$$

При расчете установившихся режимов сетей напряжением до 220кВ активная проводимость не учитывается – увеличение радиуса провода снижает потери мощности на корону практически до нуля. При $U_{\text{ном}} \geq 330\text{кВ}$ увеличение радиуса провода приводит к значительному удорожанию ЛЭП. Поэтому в таких сетях расщепляют фазу и учитывают в расчетах активную проводимость.

В кабельных линиях ΔP вызываются явлениями, происходящими в кабеле за счет тока абсорбции. Для КЛЭП диэлектрические потери указываются заводом – изготовителем. Диэлектрические потери в КЛЭП учитываются при $U \geq 35 \text{ кВ}$.

Реактивная проводимость обусловлена наличием емкости между фазами и между фазами и землей, так как любую пару проводов можно рассматривать как конденсатор.

Для ВЛЭП величина погонной реактивной проводимости, См/км, рассчитывается по формулам:

- для нерасщепленных проводов

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{R_{пр}}}; \quad (20)$$

- для расщеплённых проводов

$$b_{0\ p} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{R_{пр\ экв}}}. \quad (21)$$

Расщепление увеличивает b_0 на 21÷33%.

Для КЛЭП величина погонной проводимости чаще рассчитывается по формуле:

$$b_0 = \omega \cdot C_0. \quad (22)$$

Величина емкости C_0 приводится в справочной литературе для различных марок кабеля.

Реактивная проводимость участка сети рассчитывается по формуле:

$$B = b_0 \cdot l. \quad (23)$$

У воздушных ЛЭП значение b_0 значительно меньше, чем у кабельных ЛЭП, мало, так как D_{cp} ВЛЭП $\gg D_{cp}$ КЛЭП.

Под действием напряжения в проводимостях протекает ёмкостный ток (ток смещения или зарядный ток):

$$I_c = B \cdot U_{\phi}. \quad (24)$$

Величина этого тока определяет потери реактивной мощности в реактивной проводимости или зарядную мощность ЛЭП:

$$\Delta Q_c = Q_{зар} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2. \quad (25)$$

В районных сетях зарядные токи соизмеримы с рабочими токами. При $U_{ном} = 110$ кВ, величина Q_c составляет около 10% от передаваемой активной мощности, при $U_{ном} = 220$ кВ – $Q_c \approx 30\%$ Р. Поэтому ее нужно учитывать в расчетах. В сети номинальным напряжением до 35 кВ величиной Q_c можно пренебречь.

Схемы замещения ЛЭП представлены на рисунке 12.

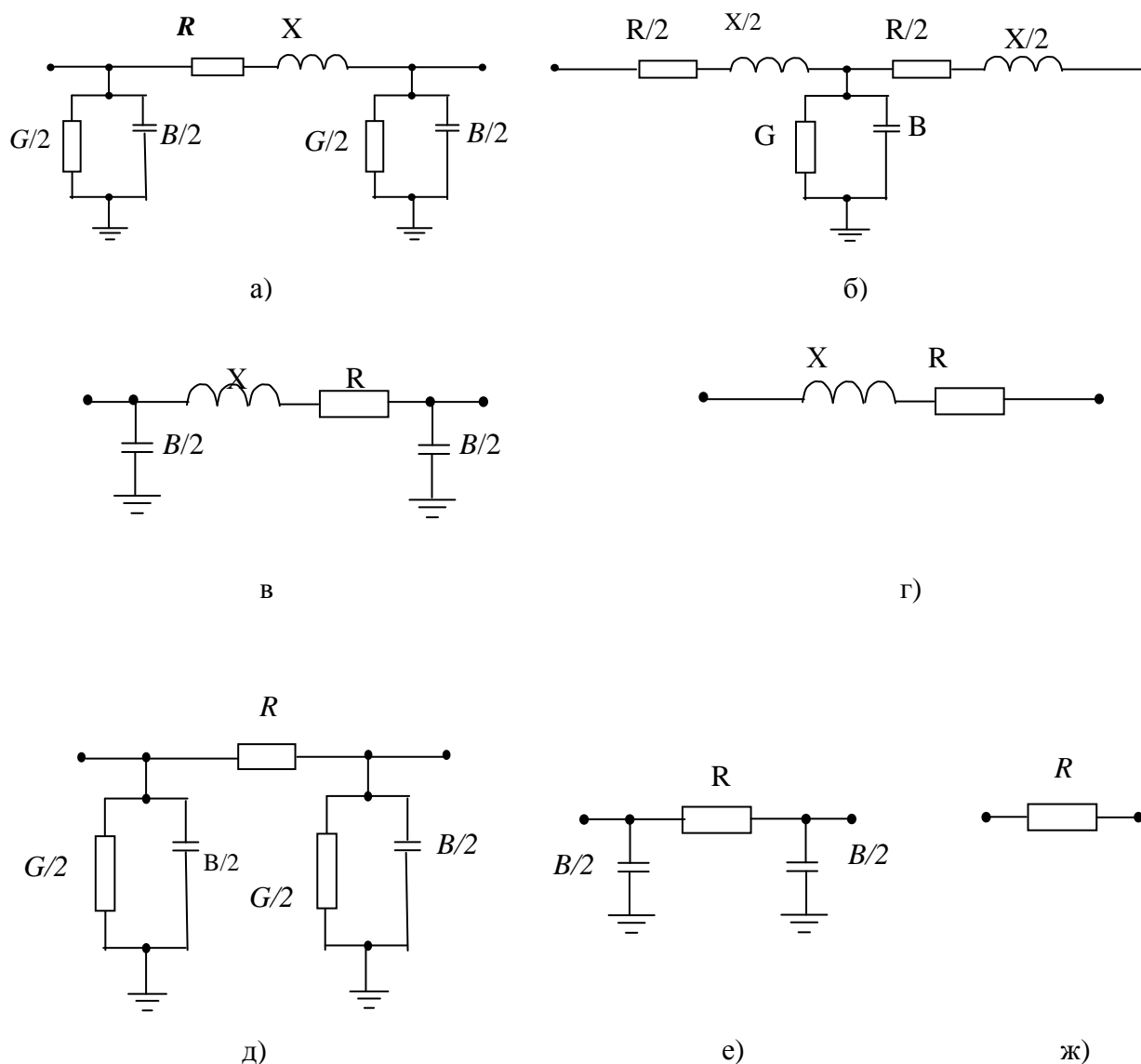


Рисунок 12 – Схемы замещения ЛЭП

Пример 2.2

В трехфазной линии электропередачи протяженностью 100 км. и напряжением 110кВ использован провод АС-120. Провода расположены в горизонтальной плоскости с расстоянием между ними 4 м. В линии осуществлена транспозиция.

Определить индуктивность проводов, активное и индуктивное сопротивление, емкостную проводимость фазы и реактивную мощность, генерируемую линией.

Порядок решения

Схема замещения для данной линии дана на рисунке 13.

Удельное активное сопротивление проводов линий находим по справочным данным таблицы П А, откуда активное сопротивление r , Ом, для всего провода линий

$$r = 0,27 \cdot 100 = 27.$$

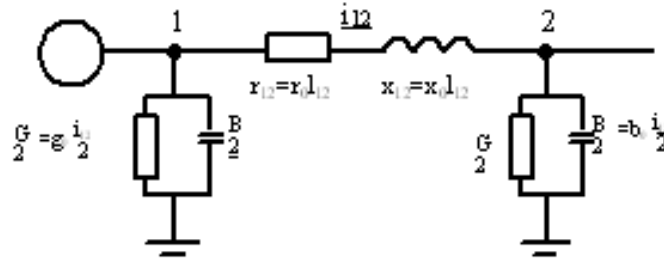


Рисунок 13 – Схема замещения для участка линии напряжением 110 кВ и выше

Для расчета индуктивности провода воспользуемся зависимостью (1-4) /2/, где D_{cp} , м, определяется зависимостью (11):

$$D_{cp} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8} = 5,04.$$

Диаметр провода АС-120 из таблицы П-1 /2/ равен 1,52 см.

После введения числовых величин в зависимость (1-4) /2/ имеем:

$$L_0 = 4,61g \frac{504 \cdot 2}{1,52} \cdot 10^{-4} = 13,0 \cdot 10^{-4}.$$

Индуктивность всего провода равна:

$$L = L_0 l = 13 \cdot 10^{-4} \cdot 100 = 13 \cdot 10^{-2}.$$

Индуктивное сопротивление любого из проводов линии можно определить из зависимости (20):

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{504,2}{1,52}} = \frac{7,58}{2,82} \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6}.$$

Реактивная мощность генерируемая линией Q_B , МВАр, определится из зависимости (25):

$$Q_B = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 10^3 = 3,22.$$

Таким образом, в линиях большой протяженности реактивная мощность достаточно велика и существенно влияет на напряжение в конце линии, особенно в режиме холостого хода.

Пример 2.3

Индуктивное сопротивление проводов воздушной линии протяженностью 120 км оказалось равным 38 Ом.

Определить, какую величину будет иметь удельное сопротивление провода для аналогичной линии в США, где стандартная частота 60 Гц.

Порядок решения

По заданным величинам определим удельное индуктивное сопротивление, x_0 , Ом/км, для частоты 50 Гц:

$$x_0 = \frac{x}{l} = \frac{38}{120} = 0,317.$$

Из зависимости (10) следует, что удельное индуктивное сопротивление пропорционально частоте, откуда для линии в США имеем:

$$x'_0 = x_0 \frac{\omega'}{\omega} = x_0 \frac{f'}{f} = 0,317 \cdot \frac{60}{50} = 0,38.$$

Пример 2.4

Каждая фаза воздушной линии состоит из трех проводов АСО-480, расположенных в вершинах равностороннего треугольника с длиной дистанционной распорки 400 мм. Расположение фаз – в горизонтальной плоскости, расстояние между смежными фазами 10,5 м. Линия транспонирована.

Определить аналитическим методом удельное индуктивное сопротивление фазы линии, если диаметр каждого из проводов марки АСО-480 – 30,2 мм.

Порядок решения

Используя зависимость (15), определяем эквивалентный радиус провода r_g , см:

$$r_g = \sqrt[3]{1,5 \cdot 40^2} = 13,4.$$

Полученную величину вводим в зависимость (14), откуда:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{1,26 \cdot 1050}{13,4} + \frac{0,016}{3} = 0,293.$$

3 Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

3.1 Схемы замещения и параметры силовых трансформаторов

В практических расчетах двухобмоточный трансформатор чаще всего представляется Г-образной схемой замещения (рисунок 14).

Активное и реактивное сопротивления трансформатора (продольная ветвь) представляют собой сумму активных и реактивных сопротивлений обмотки высшего напряжения и приведенной к ней обмотки низшего напряжения:

$$\begin{aligned} R_T &= R_B + R_H^*; \\ X_T &= X_B + X_H^*. \end{aligned} \tag{26}$$

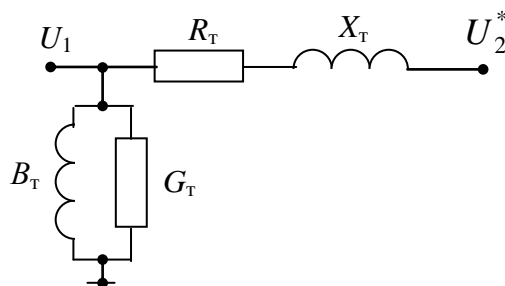


Рисунок 14 - Г-образная схема замещения

Поперечная ветвь схемы замещения представлена активной G_T и реактивной B_T проводимостями. Проводимости обычно подключают со стороны первичной обмотки: для повышающих трансформаторов – со стороны обмотки низшего напряжения, для понижающих – со стороны обмотки высшего напряжения.

В такой схеме замещения отсутствует трансформация, то есть отсутствует идеальный трансформатор. Поэтому в расчетах вторичное напряжение U_2^* оказывается приведенным к напряжению первичной обмотки.

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание и вихревые токи, реактивная проводимость – намагничивающей мощностью. В расчетах режимов электрической сети проводимости заменяются нагрузкой, равной потерям холостого хода.

Параметры схемы замещения трансформатора определяются из двух опытов – холостого хода и короткого замыкания. В опытах определяют

следующие величины, которые указывают в паспортных данных трансформатора:

- потери активной мощности в режиме холостого хода ΔP_x в кВт;
- потери активной мощности в режиме короткого замыкания ΔP_k в кВт;
- напряжение короткого замыкания U_k , в %;
- ток холостого хода I_x , в %.

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (27)$$

Падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора:

$$U_{ka}, \% = \frac{U_{ka}}{U_{B\text{НОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot R_T}{U_{B\text{НОМ}}} \cdot 100. \quad (28)$$

Выражение для падения напряжения в реактивном сопротивлении в процентах выглядит следующим образом

$$U_{kp}, \% = \frac{U_{kp}}{U_{B\text{НОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot X_T}{U_{B\text{НОМ}}} \cdot 100. \quad (29)$$

Из него можем найти величину реактивного сопротивления трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{kp} \cdot U_{B\text{НОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}.$$

Умножим и разделим полученное выражение на $U_{B\text{НОМ}}$:

$$X_T = \frac{U_{kp} \cdot U_{B\text{НОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{B\text{НОМ}}}{U_{B\text{НОМ}}} = \frac{U_{kp} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

В современных трансформаторах активное сопротивление гораздо больше реактивного. Поэтому в практических расчетах можно принять, что $U_{kp} \approx U_k$. Тогда, формула для расчета индуктивного сопротивления трансформатора имеет вид:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (30)$$

Мощность холостого хода:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x. \quad (31)$$

Величина активной проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ВНОМ}^2}. \quad (32)$$

В паспортных данных величина тока холостого хода приводится в процентах от номинального тока. Поэтому:

$$\Delta Q_x \approx \frac{3 \cdot I_{x \%} \cdot I_{1НОМ}}{100} \cdot \frac{U_{ВНОМ}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{x \%} \cdot S_{НОМ}}{100}. \quad (33)$$

Формула для расчета реактивной проводимости имеет вид:

$$B_T = \frac{I_{x \%} \cdot S_{НОМ}}{100 \cdot U_{ВНОМ}^2}. \quad (34)$$

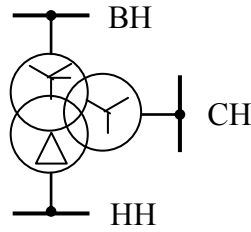
На электрических схемах трехобмоточный трансформатор представляется следующим образом (рисунок 15 а).

Трансформаторы выполняются со следующим исполнением обмоток – 100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % и 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

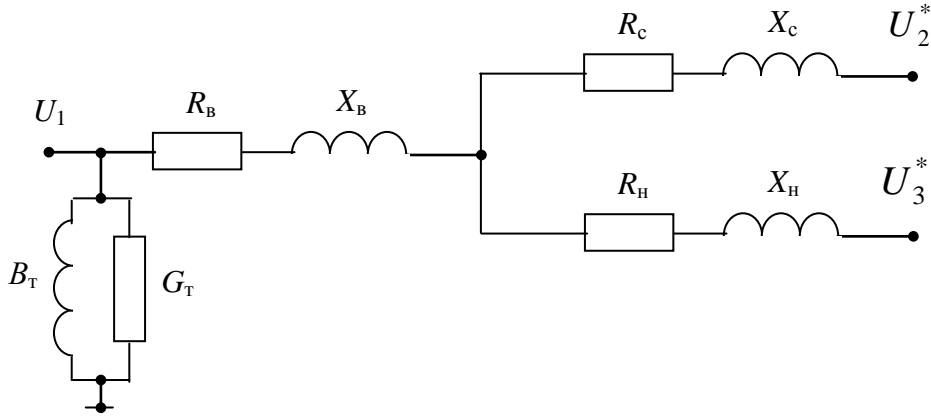
В расчетах трехобмоточный трансформатор представляется схемой замещения в виде трехлучевой звезды (рисунок 15 б). Все сопротивления в схеме приведены к напряжению высшей обмотки.

Паспортные данные трехобмоточного трансформатора:

- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{кВН}, \Delta P_{кВН}$;
- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки среднего напряжения – $U_{кСН}, \Delta P_{кСН}$;
- при закороченной обмотке среднего напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{кВС}, \Delta P_{кВС}$.



а)



б)

- а) условное изображение;
б) схема замещения.

Рисунок 15 –Трехобмоточный трансформатор

Значение напряжения короткого замыкания каждой обмотки:

$$\begin{aligned} U_{KB} &= 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}); \\ U_{KC} &= 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \\ U_{KH} &= 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}). \end{aligned} \quad (35)$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$X_B = \frac{U_{KB} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \quad X_C = \frac{U_{KC} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \quad X_H = \frac{U_{KH} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (36)$$

Значение потери активной мощности в каждой обмотке:

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KBC} - \Delta P_{KCH});$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBH}); \quad (37)$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}).$$

Активные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$R_B = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad R_C = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad R_H = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (38)$$

Очень часто в справочной литературе приводится только одно значение ΔP_K , определенное из опыта короткого замыкания, выполненного для наиболее мощных обмоток. Обычно это ΔP_{KBC} . Потери активной мощности в обмотке низшего напряжения рассчитываются из любого из соотношений:

$$\frac{\Delta P_{KB}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{H\text{НОМ}} \%}{S_{B\text{НОМ}} \%} \quad \text{ИЛИ} \quad \frac{\Delta P_{KC}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{H\text{НОМ}} \%}{S_{C\text{НОМ}} \%}.$$

При соотношениях мощностей обмоток 100 % / 100 % / 100 %:

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBC}, \quad (39)$$

а при соотношении 100 % / 100 % / 66,7 %:

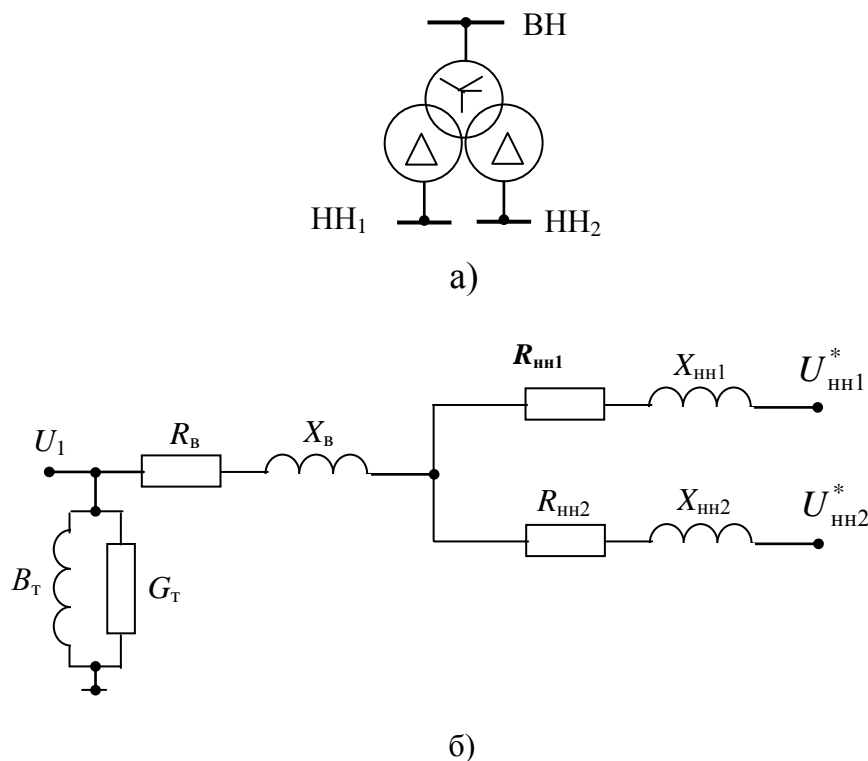
$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBC}; \quad \Delta P_{KH} = 1,5 \cdot \Delta P_{KB}. \quad (40)$$

Двухобмоточные трансформаторы мощностью 25 и более МВ·А выполняются с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Условное обозначение на схемах показано на рисунке 16 а. Трансформаторы имеют трехлучевую схему замещения (рисунок 16 б).

Общие активное и индуктивное сопротивления трансформатора:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (41)$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{U_K \cdot U_{B\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$



- а) условное изображение;
 б) схема замещения.

Рисунок 16 – Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения

В соответствии с условиями выполнения опыта короткого замыкания $R_{HH1}=R_{HH2}=R_{общ}$ и $R_B=0,5 \cdot R_{общ}$.

Для определения индуктивных сопротивлений обмоток, нужно учитывать расположение обмоток на магнитопроводе, то есть влияние магнитных полей.

Для трехфазных трансформаторов при расположении обмоток одна над другой:

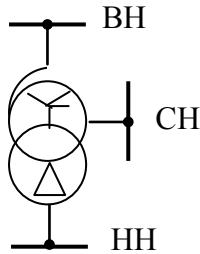
$$X_B=0,125 \cdot X_{общ} \text{ и } X_{HH1}=X_{HH2}=1,75 \cdot X_{общ}. \quad (42)$$

Проводимости трансформатора с расщепленной обмоткой определяются так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

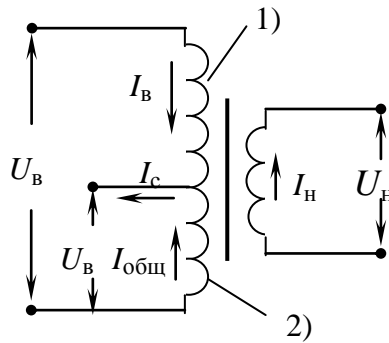
Применение трансформаторов с расщепленными обмотками для раздельного питания секций низшего напряжения позволяет снизить ток короткого замыкания практически в два раза и обойтись во многих случаях без токоограничивающих реакторов.

На электрических схемах автотрансформатор изображается следующим образом (рисунок 17 а).

Автотрансформатор отличается от трехобмоточного трансформатора тем, что его обмотки высшего и среднего напряжений, кроме магнитной связи имеют еще электрическую связь (рисунок 17 б). Обмотка среднего напряжения является частью обмотки высшего напряжения. Обмотка высшего напряжения состоит из двух частей – последовательной обмотки и общей обмотки.



а)



- 1) последовательная обмотка;
2) общая обмотка.

б)

- а) условное изображение;
б) схема соединения обмоток.

Рисунок 17 – Автотрансформатор

Номинальная мощность автотрансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{В НОМ}} \cdot I_{\text{В НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{С НОМ}} \cdot I_{\text{С НОМ}}$$

Это выражение можно записать следующим образом:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{В НОМ}} \cdot I_{\text{В НОМ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{В НОМ}} \cdot (U_{\text{В НОМ}} - U_{\text{С НОМ}}) =$$

$$= \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{В НОМ}} \cdot (U_{\text{В НОМ}} - U_{\text{С НОМ}})}_{\text{ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ МАГНИТНЫМ ПУТЕМ ИЗ ОБМОТКИ ВЫШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКУ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ. НАЗЫВАЕТСЯ ТИПОВОЙ МОЩНОСТЬЮ. РАЗМЕРЫ МАГНИТОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЭТОЙ МОЩНОСТЬЮ.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{В НОМ}} \cdot U_{\text{С НОМ}}}_{\text{ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СВЯЗИ ОБМОТОК. ЭТА МОЩНОСТЬ НЕ НАГРУЖАЕТ ОБЩУЮ ОБМОТКУ.}}$$

Отношение типовой мощности к номинальной:

$$\frac{S_{\text{ТИП}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{В НОМ}} \cdot (U_{\text{В НОМ}} - U_{\text{С НОМ}})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{В НОМ}} \cdot U_{\text{В НОМ}}} = \frac{U_{\text{В НОМ}} - U_{\text{С НОМ}}}{U_{\text{В НОМ}}} = 1 - \frac{U_{\text{С НОМ}}}{U_{\text{В НОМ}}} = \alpha. \quad (43)$$

Коэффициент α называется коэффициентом выгодности. Выгодность автотрансформатора определяется по отношению к трехобмоточному трансформатору той же мощности.

Преимущества автотрансформатора по сравнению с трехобмоточным трансформатором:

- 1) меньший расход материалов (меди, стали, изоляции);
- 2) меньшие габариты;
- 3) меньшие потери активной мощности в режимах холостого хода и короткого замыкания;
- 4) больший коэффициент полезного действия;
- 5) более легкие условия охлаждения.

Недостатки:

- 1) сложность выполнения независимого регулирования напряжения;
- 2) опасность перехода атмосферных перенапряжений из обмотки высшего напряжения в обмотку среднего напряжения и обратно из-за электрической связи обмоток;

3) необходимость обязательного глухого заземления нейтрали. Это приводит к тому, что ток однофазного короткого замыкания может быть больше тока трехфазного короткого замыкания. Если же разземлить нейтраль, то изоляцию обмоток нужно рассчитывать на линейное напряжение.

Автотрансформатор имеет такую же схему замещения, что и трехобмоточный трансформатор. Параметры схемы замещения рассчитываются аналогично. При этом следует учитывать, что часть паспортных данных может быть приведена не к номинальной мощности, а к типовой. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность. Поэтому при коротком замыкании обмотки низшего напряжения напряжение поднимается до значения, определяющего ток в этой обмотке. В этом случае пара-

метры $\Delta P_{кВН}$, $\Delta P_{кСН}$, $U_{кВН}$ и $U_{кСН}$ оказываются приведенными к типовой мощности автотрансформатора.

Если в паспортных данных отмечается эта особенность, то указанные параметры следует привести к номинальной мощности по формулам:

$$\Delta P_{кВН} = \frac{\Delta P_{кВН}^*}{\alpha^2}; \quad \Delta P_{кСН} = \frac{\Delta P_{кСН}^*}{\alpha^2};$$

$$U_{кВН} = \frac{U_{кВН}^*}{\alpha} \quad \text{и} \quad U_{кСН} = \frac{U_{кСН}^*}{\alpha}.$$

Знак “*” указывает, что параметры были приведены к типовой мощности автотрансформатора.

Пример 3.1

Технические данные трансформатора типа ТМ 1800/35: номинальная мощность $S_n=1800$ кВА; верхний предел номинального напряжения обмотки ВН – 35 кВ; то же обмотки НН – 10,5 кВ; потери холостого хода $\Delta P_0=8,3$ кВт; потери короткого замыкания при номинальной нагрузке $\Delta P_k=25$ кВт; напряжение короткого замыкания в процентах номинального напряжения $u_k\%=6,5\%$; ток холостого хода в процентах номинального тока $I_0\%=5\%$.

Определить параметры схемы замещения трансформатора для обоих номинальных напряжений, принимаемых поочередно за базисные.

Порядок решения

Высшее напряжение данного трансформатора 35 кВ; примем для него упрощенную схему замещения без контура проводимостей. За базисные напряжения примем: а) 35 кВ и б) 10,5 кВ.

Активное сопротивление R_T , Ом, определим из зависимости (27):

$$\text{а) } R_T = \frac{25 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{1800^2} = 9,1;$$

$$\text{б) } R_T = \frac{25 \cdot 10,5^2 \cdot 10^3}{1800^2} = 0,81.$$

Индуктивное сопротивление X_T , Ом, определим по формуле (30):

$$\text{а) } X_T = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{1800} = 44,1;$$

$$\text{б) } X_T = \frac{6,5 \cdot 10,5^2 \cdot 10}{1800} = 3,98.$$

Для данной мощности трансформатора индуктивные сопротивления в 5 раз превышают активные.

Пример 3.2

Определить параметры схемы замещения трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТД40500/110. Технические данные трансформатора: $S_n=40500$ кВА; $U_n=110$ кВ; $\Delta P_0=115$ кВт, $\Delta P_k=222$ кВт; $U_k\%=10,5$, $I_c\%=2,6$.

Порядок решения

Активное сопротивление обмоток трансформатора R_T , Ом, получим из формулы (27):

$$R_T = \frac{222 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40500^2} = 1,63.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора X_T , Ом, определим из зависимости (30):

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10}{40500} = 31,4.$$

Для расчета активной проводимости G_T , См, используем формулу (32), тогда:

$$G_m = \frac{115 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 9,5 \cdot 10^{-6}.$$

Реактивная проводимость B_T , См, определится из формулы (34):

$$B_T = \frac{2,6 \cdot 40500}{10^5 \cdot 110^2} = 87 \cdot 10^{-6}.$$

Расчет показывает, что индуктивное сопротивление и проводимость данного трансформатора примерно в 10 раз больше аналогичных активных величин.

Пример 3.3

Трехфазная группа мощностью 120 000 кВА состоит из трех однофазных двухобмоточных трансформаторов типа ОД40000/121. Технические данные трансформатора: $S_n=40000$ кВА; $U_{вн}=121$ кВ; $U_{нн}=13,8$ кВ (генераторное специальное); $\Delta P_0=84$ кВт, $\Delta P_k=216$ кВт; $i_k\%=10,5$, $I_c\%=2,5$.

Потери холостого хода, потери короткого замыкания и номинальная мощность даны для одной фазы.

Определить параметры схемы замещения для всей трансформаторной группы.

Порядок решения

Для расчета активного сопротивления используем зависимость (27). Так как группа состоит из однофазных трансформаторов, возможны два пути расчета: а) с использованием утроенных потерь мощности, линейного высшего напряжения и полной

мощности группы; б) с использованием фазного высшего напряжения, заданных потерь и мощности одной фазы:

$$а) R_T = \frac{216 \cdot 3 \cdot 121^2 \cdot 10^3}{120000^2} = 0,66;$$

$$б) R_T = \frac{216 \cdot \left[\frac{121}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 0,66.$$

Оба расчета дают одинаковый результат.

Расчет индуктивного сопротивления проводим аналогично по формуле (30):

$$а) X_T = \frac{10,5 \cdot 121^2 \cdot 10}{120000} = 12,4;$$

$$б) X_T = \frac{10,5 \cdot \left[\frac{121}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10}{40000} = 12,4.$$

В контуре проводимости в схеме замещения используем непосредственно активные потери холостого хода ΔP_0 , кВт, (утроенное значение) и реактивные потери ΔQ_T , кВАр, определяемые по формуле (33):

$$3\Delta P_0 = 3 \cdot 84 = 25;$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_0 \% S_n}{100} = \frac{2,5 \cdot 120000}{100} = 3000.$$

Пример 3.4

Трехфазный трехобмоточный трансформатор типа ТДТНГ20000/220 с номинальными напряжениями обмоток 220/38,5/6,6 имеет следующие данные: соотношения между мощностями обмоток 100/100/100; напряжение короткого замыкания ВН-СН-12,3%, ВН-НН-18,7%, СН-НН-6%; потери короткого замыкания ВН-СН-128 кВт, ВН-НН-180 кВт, СН-НН-100 кВт; потери холостого хода 9560 кВт; ток холостого хода 6%.

Определить активное и индуктивное сопротивления и параметры контура проводимости его схемы замещения, отнесенные к высшему напряжению.

Порядок решения

В данном случае потери мощности в режиме короткого замыкания заданы для каждой пары обмоток отдельно, поэтому для расчета активных сопротивлений произведем разделение потерь по отдельным обмоткам, используя зависимости (37):

$$\Delta P_{\kappa(1)} = \frac{128 + 180 - 100}{2} = 104;$$

$$\Delta P_{\kappa(2)} = \frac{128 + 180 - 180}{2} = 24;$$

$$\Delta P_{\kappa(3)} = \frac{180 + 100 - 128}{2} = 76.$$

Зная потери, отнесенные к каждой обмотке, находим активные сопротивления по формуле (27):

$$R_{T(1)} = \frac{104 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 12,6;$$

$$R_{T(2)} = \frac{24 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 2,9;$$

$$R_{T(3)} = \frac{76 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 9,2.$$

Напряжения короткого замыкания u_{κ} , %, для лучей трехлучевой схемы замещения определяются по формулам (35):

$$u_{\kappa(1)} = 0,5(12,3 + 18,8 - 6) = 12,5;$$

$$u_{\kappa(2)} = 0,5(12,3 + 6 - 18,8) = -0,25;$$

$$u_{\kappa(3)} = 0,5(18,8 + 6 - 12,3) = 6,25$$

Расчет индуктивных сопротивлений производится по формуле (36):

$$X_{T(1)} = \frac{12,5 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} = 300;$$

$$X_{T(2)} = \frac{0,25 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} \approx 0;$$

$$X_{T(3)} = \frac{6,25 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} = 152.$$

Контур проводимости примем состоящим из потерь активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода:

- активная мощность

$$\Delta P_0 = 95;$$

- реактивная мощность

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{I_0 \% S_n}{100} = \frac{6 \cdot 2000}{100} = 1200.$$

Пример 3.5

Трехобмоточный автотрансформатор типа АТДЦТГ180000/220 с расщепленной обмоткой НН имеет следующие паспортные данные: соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН соответственно 100/50/2х25; номинальное напряжение обмоток соответст-

венно 220/121/11 кВ; напряжение короткого замыкания между обмотками ВН-СН-12,4%, ВН-НН-11,6%, СН-НН-17,7%.

Определить индуктивные сопротивления обмоток автотрансформатора, отнесенные к напряжению 220 кВ. Активными сопротивлениями и потерями холостого хода пренебречь.

Порядок решения

Используя зависимости (35) и (36) определим реактивное сопротивление каждого из лучей трехлучевой схемы замещения (рисунок 18):

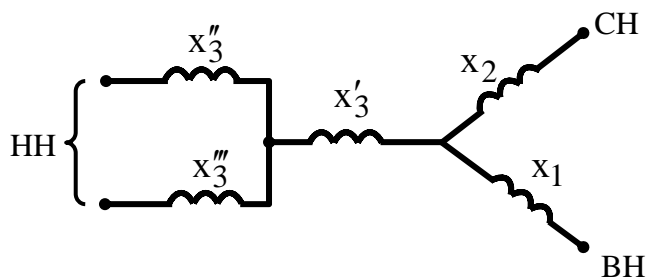


Рисунок 18 – Схема замещения для автотрансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения и высшим напряжением 220 кВ

$$u_{к(1)} = 0,5(12,4 + 11,6 - 17,7) = 3,15;$$

$$u_{к(2)} = 0,5(12,4 + 17,7 - 11,6) = 9,25;$$

$$u_{к(3)} = 0,5(11,7 + 17,7 - 12,4) = 8,5.$$

Тогда:

$$X_{T(1)} = \frac{3,15 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 8,45;$$

$$X_{T(2)} = \frac{9,25 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 24,75;$$

$$X_{T(3)} = \frac{8,5 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 22,75.$$

Величины $X_{T(1)}$ и $X_{T(2)}$ являются окончательными, а сопротивление $X_{T(3)}$ подлежит дальнейшему расчленению по формулам:

$$X_3'' = X_3''' = 2 \cdot \frac{U_{кВН-НН} \cdot U_{кСН-НН}}{U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН}} = 2 \cdot \frac{11,6 \cdot 17,7}{11,6 + 17,7} = 14;$$

$$X_3' = X_{T(3)} - 0,5X_3'' = 22,75 - 7 = 15,75.$$

Индуктивное сопротивление обмотки НН оказалось относительно большим, что в понизительных трансформаторах и автотрансформаторах благоприятно сказывается на ограничении токов короткого замыкания.

4 Определение потерь мощности и энергии в элементах электрических сетей

Для количественной характеристики работы элементов электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Рабочий режим – это установившееся электрическое состояние, которое характеризуется значениями токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей.

Основной целью расчета режимов является определение этих параметров, как для проверки допустимости режимов, так и для обеспечения экономичности работы элементов сетей.

Определение значений токов в элементах сети и напряжений в ее узлах начинается с построения картины распределения полной мощности по элементу, т.е. с определения мощностей в начале и конце каждого элемента. Такую картину называют потокораспределением.

Рассчитывая мощности в начале и в конце элемента электрической сети, учитывают потери мощности в сопротивлениях элемента и влияние его проводимостей.

Потери активной мощности на участке ЛЭП обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции. Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле (44):

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}\tag{44}$$

где I, I_a, I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП;

P, Q, S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП;

U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.\tag{45}$$

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B, \quad (46)$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери в стали и потери в меди (нагрузочные потери). Потери в стали – это потери в проводимостях трансформаторов. Они зависят от приложенного напряжения. Нагрузочные потери – это потери в сопротивлениях трансформаторов. Они зависят от тока нагрузки.

Потери активной мощности в стали трансформаторов – это потери на перемагничивание и вихревые токи. Определяются потерями холостого хода трансформатора ΔP_x , которые приводятся в его паспортных данных.

Потери реактивной мощности в стали определяются по току холостого хода трансформатора, значение которого в процентах приводится в его паспортных данных:

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{ном}. \quad (47)$$

Потери мощности по параметрам схемы замещения определяются по тем же формулам, что и для ЛЭП:

$$\begin{aligned} \Delta P_{мд} &= \frac{S^2}{U^2} R_T; \\ \Delta Q_{мд} &= \frac{S^2}{U^2} X_T, \end{aligned} \quad (48)$$

где S – мощность нагрузки;

U – линейное напряжение на вторичной стороне трансформатора.

Таким образом, полные потери мощности в двухобмоточном трансформаторе равны:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (49)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работает параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Тогда,

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (50)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Для n параллельно работающих одинаковых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{кв}} \left(\frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кс}} \left(\frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кн}} \left(\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right]; \quad (51)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{НОМ}}} (U_{\text{кв}} \cdot S_{\text{в}}^2 + U_{\text{кс}} \cdot S_{\text{с}}^2 + U_{\text{кн}} \cdot S_{\text{н}}^2),$$

где $S_{\text{в}}$, $S_{\text{с}}$, $S_{\text{н}}$ – соответственно мощности, проходящие через обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

Пример 4.1

Воздушная линия напряжением 35 кВ выполнена проводом АС-95 и имеет протяжённость 30 км.

Определить активные потери в часы максимальной нагрузки линии для двух случаев:

а) нагрузка соответствует экономической плотности тока при $T=4000$ ч; б) нагрузка соответствует предельно допустимому току по нагреву.

Порядок решения

а) в соответствии со справочными данными на провод АС-95 при $T=4000$ ч может быть допущена нагрузка $I=104$ А.

Из таблицы ПА находим активное сопротивление на 1 км линии $R_{\text{л}}=0,33$ Ом/км. Используя зависимость (44), определяем активные потери в линии ΔP , кВт:

$$\Delta P = 3I^2 r_o l \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 104^2 \cdot 0,33 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 324.$$

Эта величина соответствует примерно 5% передаваемой мощности.

б) Из таблицы ПА находим предельно допустимый ток на провод АС-95, находящийся вне помещения, равным 330 А.

При этих условиях потери мощности из (44) равны:

$$\Delta P' = 3 \cdot 330^2 \cdot 0,33 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 3270.$$

По сравнению с потерями при экономической нагрузке потери возросли в 10 раз.

Пример 4.2

На районной подстанции напряжением 110 кВ установлены три однотипных трансформатора ТД 32000/110.

Определить целесообразность отключения одного из них при снижении нагрузки на стороне потребителя до 50 МВА. Экономический коэффициент для реактивной мощности принять 0,1.

Порядок решения

По паспортным данным трансформатора имеем потери холостого хода 86 кВт; потери короткого замыкания 200 кВт; ток холостого хода 2,7%; напряжение короткого замыкания 10,5%.

Находим реактивные потери в трансформаторе по номинальной нагрузке через напряжение короткого замыкания:

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{10,5 \cdot 32000}{100} = 3360.$$

Реактивные потери в режиме холостого хода находим из (5.4):

$$\Delta Q = \frac{2,7 \cdot 32000}{100} = 865.$$

Из зависимости (3-7) /2/ находим расчётную мощность для всех трёх параллельно работающих трансформаторов:

$$S_p = 32000 \sqrt{3(3-1) \cdot \frac{86 + 0,1 \cdot 865}{200 + 0,1 \cdot 3360}} = 44000.$$

Так как заданная нагрузка потребителей 50 МВА оказалась больше расчётной 44 МВА, отключение трансформатора с целью снижения потерь нецелесообразно.

Пример 4.3

Трёхфазная воздушная линия протяженностью 40 км и напряжением 35 кВ питает двух потребителей, имеющих различное число часов использования максимальной нагрузки ($T_1=4000$ ч. $T_2=2500$ ч). Коэффициент мощности нагрузок 0,8.

Определить потери активной мощности и стоимость потерь активной энергии за год в питающей линии, если известно, что провода имеют марку АС-120, а коэффициент одновременности максимальных нагрузок $k_0=0,95$. Потерями в трансформаторах пренебречь.

Порядок решения

В соответствии со справочными данными удельное активное сопротивление провода АС-120 равно 0,27 Ом/км. общее активное сопротивление фазы линии равно:

$$R=0,27 \cdot 40=10,8.$$

Потери активной мощности в период максимальной нагрузки с учетом коэффициента одновременности находим по формуле (3-1) /2/:

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3 \left(\frac{S_{1\text{макс}} + S_{2\text{макс}}}{k_0 \sqrt{3} U_n} \right)^2 R = 3 \left(\frac{4000 + 2000}{0,95 \cdot 1,73 \cdot 35} \right)^2 10,8 \cdot 10^{-3} = 350.$$

Так как каждая из нагрузок имеет свое значение T_1 и T_2 из зависимости (3-15) /2/ находим среднюю величину времени использования максимальной нагрузки с учетом коэффициента одновременности:

$$T_{\text{ср}} = \frac{4 \cdot 2500 + 2 \cdot 4000}{0,95(2 + 4)} = 3100.$$

Из графической зависимости рисунка 3-1 /2/ определим величину времени максимальных потерь $T=2100$ ч ($\cos \varphi=0,8$; $T=3100$ ч). Годовые потери активной энергии в питающей линии определим из зависимости (3-16) /2/:

$$\Delta W = \frac{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}{k_0^2 U_n^2} R \tau \cdot 10^{-3} = \Delta P_{\text{макс}} \tau;$$

$$\Delta W = 350 \cdot 2100 = 735000.$$

При средней себестоимости $z=1,2$ тенге/кВт.ч стоимость годовых потерь равна:

$$C=z \cdot \Delta W=1,2 \cdot 735 \cdot 10^3=882.$$

Пример 4.4

Определить среднегодовые потери мощности на корону и годовую потерю энергии для одноцепной линии электропередачи, сооруженной в районе г. Москвы. Длительность ясной погоды 7040 ч, дождя 640 ч. снега 790 ч, измороси 290 ч. Провода линии расщеплены 3хАСУ-240; радиус провода 1,12 см; расстояние между проводами в фазе 300 мм. Напряжение линии 525 кВ; провода расположены в горизонтальной плоскости; расстояние между фазами 10,5 м. Средняя высота подвеса над землей 13 м. Плотность воздуха 1,0. В целях грозозащиты линия снабжена двумя тросами.

Порядок решения

Расчет потерь произведем с помощью обобщенных характеристик; влиянием тросов на емкость проводов можно пренебречь. Используя формулу (15), определим эквивалентный радиус фазы $r_{\text{эк}}$, см:

$$r_{\text{эк}} = \sqrt[3]{1,12 \cdot 30^2} = 10.$$

Среднюю емкость C , пФ/м, на 1м линии находим из зависимости (1-16) /2/:

$$C = \frac{24 \cdot h}{\lg \frac{1,26 \cdot d}{r_{\text{эк}}}} = \frac{24 \cdot 13}{\lg \frac{1,26 \cdot 1050}{10}} = 11,4.$$

Используя графическую зависимость между средней рабочей емкостью и емкостями отдельных фаз (рисунок 3-7) /2/ для заданного соотношения $D/h=10,5/13=0,808$, находим $C_1=C_3=11,5$ пФ/м и $C_2=12,6$ пФ/м.

Напряженность у поверхности каждой из фаз E , кВ/см, находим из формулы (3-25) /2/, откуда, считая число проводов в фазе равным трем, имеем:

$$E_1 = E_3 = 0,0147 \frac{C_1 U}{n r_0} = 0,0147 \cdot \frac{11,5 \cdot 525}{3 \cdot 1,12} = 26,5;$$

$$E_2 = 0,0147 \cdot \frac{12,6 \cdot 525}{3 \cdot 1,12} = 29.$$

Критическая напряженность для провода АСУ-240 из формулы (3-23) /2/ равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \left(1 + \frac{0,3}{1,12 \cdot 1} \right) = 31,8.$$

Из зависимости (3-24) /2/ можно получить среднюю напряженность электрического поля у проводов:

$$E_{\text{ср}} = \frac{1}{3} (26,5 + 26,5 + 29) = 27,3.$$

Расчет показывает, что потери близки к предельно допустимым так как $E_{\text{ср}} = 0,86 E_0$.

Для использования обобщенных характеристик находим соотношения рабочих напряженностей к критической:

$$\frac{E_1}{E_0} = \frac{E_3}{E_0} = \frac{26,5}{31,8} = 0,835;$$

$$\frac{E_2}{E_0} = \frac{29}{31,8} = 0,913.$$

Из обобщенных характеристик рисунка (3-6) /2/ находим функцию для хорошей погоды:

$$F_x\left(\frac{E_1}{E_0}\right) = F_x(0,835) = 0,13;$$

$$F_x(0,913) = 0,35;$$

для дождливой погоды

$$F_d(0,835) = 3;$$

$$F_d(0,913) = 6,2;$$

для снежной погоды

$$F_c(0,835) = 0,5;$$

$$F_c(0,913) = 1,4;$$

для измороси

$$F_{uz}(0,835) = 8;$$

$$F_{uz}(0,913) = 13.$$

Используя зависимость (3-26) /2/, находим среднегодовые потери мощности на корону:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\kappa} &= \frac{n^2 \cdot r^2}{8760} \left\{ \left[F_x\left(\frac{E_1}{E_0}\right) + F_x\left(\frac{E_2}{E_0}\right) + F_x\left(\frac{E_3}{E_0}\right) \right] T_x + \left[F_d\left(\frac{E_1}{E_0}\right) + F_d\left(\frac{E_2}{E_0}\right) + F_d\left(\frac{E_3}{E_0}\right) \right] T_d + \right. \\ &+ \left[F_c\left(\frac{E_1}{E_0}\right) + F_c\left(\frac{E_2}{E_0}\right) + F_c\left(\frac{E_3}{E_0}\right) \right] T_c + \left[F_{uz}\left(\frac{E_1}{E_0}\right) + F_{uz}\left(\frac{E_2}{E_0}\right) + F_{uz}\left(\frac{E_3}{E_0}\right) \right] T_{uz} \left. \right\} = \\ &= \frac{3^2 \cdot 1 \cdot 12^2}{8760} [(2 \cdot 0,13 + 0,35)7040 + (2 \cdot 3 + 6,2)640 + (2 \cdot 0,5 + 14)790 + (2 \cdot 8 + 13)290] = 29 \end{aligned}$$

Годовые потери энергии находим из условия круглогодичной работы линии по формуле (3-27) /2/:

$$\Delta A = \Delta P_{\kappa} t = 29 \cdot 8760 = 0,26 \cdot 10^6.$$

5 Практические методы расчета электрических сетей

5.1 Общие положения

Под установившимися режимами электрической сети понимаются длительные нормальные и послеаварийные режимы.

Задача расчета режима заключается в определении параметров режима, к которым относятся:

- значения токов в элементах сети;
- значения напряжений в узлах сети;
- значения мощностей в начале и конце элемента сети;
- значения потерь мощности и электроэнергии.

Расчет этих величин необходим для выбора оборудования, обеспечения качества электроэнергии, оптимизации режимов работы сетей.

Исходными данными для расчета режима являются:

- схема электрических соединений и ее параметры – значения сопротивлений и проводимостей ее элементов;
- мощности нагрузок или их графики мощности;
- значения напряжений в отдельных точках сети.

Расчеты режима электрической сети разделяются на ряд этапов:

- 1) определение параметров схемы замещения электрической сети;
- 2) расчет распределения мощностей по элементам сети;
- 3) расчет режима напряжений в узлах сети.

Теоретически сеть можно рассчитать с помощью методов, известных в ТОЭ, основанные на законах Кирхгофа. Однако, непосредственное их применение затруднено по двум причинам:

- большое количество элементов в реальной сети;
- специфика задания исходных данных.

Специфика задания исходных данных заключается в следующем – задаются мощности нагрузок и напряжение на источнике питания. Для того, чтобы построить картину потокораспределения, т.е. найти значения мощностей в конце и начале каждого элемента, нужно вычислить потери мощности. Для их вычисления необходимо знать ток в каждом элементе. Его значение можно вычислить при известном напряжении на шинах нагрузки. А оно в начале расчета неизвестно. Поэтому применять законы Кирхгофа непосредственно для получения однозначного решения невозможно.

Основным методом расчета режимов электрических сетей является метод последовательных приближений – итерационный метод. Он заключается в том, что в начале расчета задаются первым приближением напряжений в узлах (нулевая итерация). Обычно за нулевую итерацию принимают допущение о том, что напряжения во всех узлах схемы равны между собой и равны номинальному значению сети. По принятому значению напряжения и заданной мощности потребителей можно рассчитать значения параметров режима, в том числе и значения напряжения в узлах сети. Эти

значения напряжения будут вторым приближением(первой итерацией). Расчет повторяют до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут отличаться друг от друга с заданной точностью.

Чаще всего достаточно 1-2 итераций. Если же решаются задачи оптимизации режима, связанные с потерями мощности, то нужно много итераций.

Возможность малого количества итераций привела к появлению нестрогих, но дающих приемлемые результаты, методов. Такими являются:

- метод расчета режима при заданном напряжении в конце ЛЭП;
- метод расчета режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания).

Для расчета установившихся режимов электрических сетей могут применяться различные методы, известные из курса теоретической электротехники. Наибольшее распространение для расчета электрических сетей получил метод, основанный на использовании уравнений узловых напряжений

Достаточно точные расчеты установившихся режимов сложных электрических сетей стали возможными после широкого применения ПК в инженерной практике. Вместе с тем применение компьютеров потребовало разработки общих методов формирования и решения уравнений установившегося режима, не зависящих от сложности и конфигурации электрической сети. Для разработки таких общих методов используются элементы матричной алгебры и теории графов.

5.2 Расчет разомкнутой электрической сети напряжением от 110 кВ и выше по данным «начала» и «конца»

5.2.1 Расчет режима при заданном напряжении в конце ЛЭП (на потребителе)

Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления и проводимости участков ЛЭП;
- напряжение в конце последнего участка (напряжение в узле n).

Расчет заключается в последовательном определении при движении от конца ЛЭП к ее началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании законов Ома и Кирхгофа.

Этапы расчета покажем применительно к схеме, показанной на рисунке 5.1.

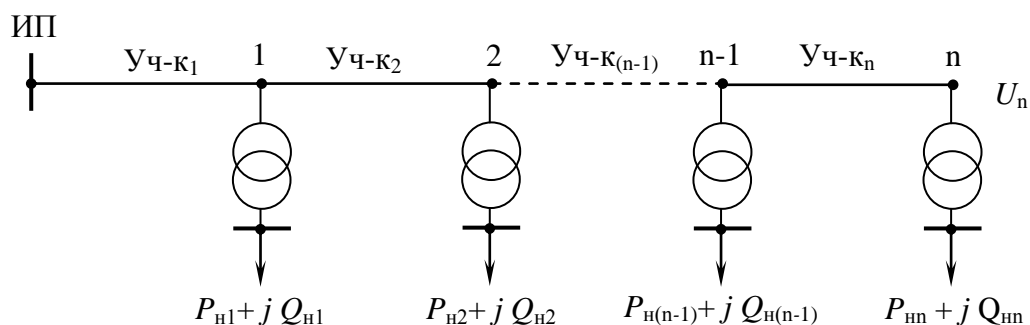


Рисунок 5.1 – К расчету режима при заданном напряжении в конце ЛЭП

Последовательность расчета.

1. Определяются мощности, входящие в обмотку высшего напряжения трансформаторов.
2. Определяются приведенные нагрузки всех потребителей.
3. Определяется зарядная мощность последнего n узла.
4. Определяется расчетная нагрузка последнего узла.
5. Определяется мощность в конце последнего n -го участка ЛЭП.
6. Определяется потери мощности на последнем n -м участке ЛЭП.
7. Определяется мощность в начале последнего n -го участка ЛЭП.
8. Определяются составляющие падения напряжения на последнем n -м участке ЛЭП.
9. Определяется напряжение в начале последнего n -го участка или напряжение узла $(n-1)$ при условии совмещения вектора напряжения с осью отчета аргумента.
10. Определяется зарядная мощность $(n-1)$ узла.
11. Определяется расчетная нагрузка $(n-1)$ узла.
12. По I закону Кирхгофа определяется мощность в конце n -го участка ЛЭП.

Далее расчет по пунктам 6 – 12 выполняется до тех пор пока не будет найдена мощность в начале первого участка.

5.2.2 Расчет режима при заданном напряжении в начале ЛЭП (на источнике питания)

Этапы расчета покажем применительно к схеме, показанной на рисунке 20.

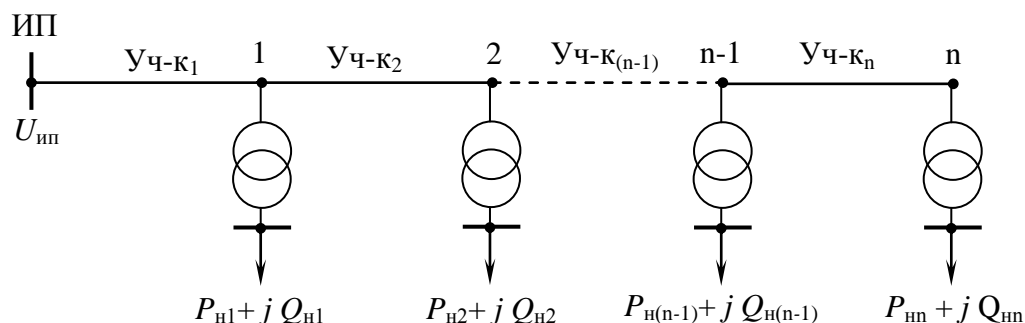


Рисунок 20 – К расчету режима при заданном напряжении на источнике питания

Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления и проводимости участков ЛЭП;
- напряжение на источнике питания.

В этом случае невозможно последовательно от конца ЛЭП к началу определить неизвестные мощности и напряжения по I закону Кирхгофа, так как напряжение в конце участка неизвестно. В этом случае используется метод последовательных приближений. Расчеты выполняются в два этапа.

На первом этапе принимается допущение, что напряжения во всех узлах сети равны и равны ее номинальному напряжению.

Последовательность расчета I этапа.

1. Определяются мощности, входящие в обмотку высшего напряжения трансформаторов.
2. Определяются приведенные нагрузки всех потребителей.
3. Определяются зарядные мощности узлов.
4. Определяются расчетные нагрузки узлов.
5. Определяется мощность в конце последнего n -го участка ЛЭП.
6. Определяется потери мощности на последнем n -м участке ЛЭП.
7. Определяется мощность в начале последнего n -го участка ЛЭП.
8. По I закону Кирхгофа определяется мощность в конце n -го участка ЛЭП.

Далее расчет по пунктам 6 – 8 выполняется до тех пор пока не будет найдена мощность в начале первого участка.

На втором этапе рассчитываются напряжения во всех узлах сети по мощностям и напряжению в начале каждого участка.

Последовательность расчета II этапа.

1. Напряжение в начале первого участка принимается равным напряжению ИП.

2. Определяются составляющие падения напряжения на первом участке ЛЭП.

3. Определяется напряжение в конце первого участка или напряжение 1-го узла при условии совмещения вектора напряжения с осью отсчета аргумента.

Далее расчет по пунктам 2 – 3 выполняется до тех пор пока не будет найдено напряжение в конце последнего участка (напряжение последнего узла).

Пример 5.1

Районная радиальная сеть имеет линии двух напряжений 220 и 110 кВ, связанных автотрансформаторами. Тип автотрансформаторов АТДЦГ 90000/220. По паспортным данным автотрансформатора потери холостого хода 150 кВт, потери короткого замыкания 360 кВт, ток холостого хода 3%, напряжение короткого замыкания 11%, коэффициент трансформации автотрансформаторов 220/121 кВ. Нагрузка в конце линии 110 кВ, мощность потребителя на шинах автотрансформатора (МВА) и протяженность линий (км) даны на схеме рисунке 21а.

Определить напряжение в конце линии 110 кВ, если известно, что провода имеют марку АС-240, а напряжение на шинах питающей станции 242 кВ.

Порядок решения

Заменим заданную схему (рисунок 21 а) схемой замещения (рисунок 21 б).

1) Используя данные таблицы 4-1 /2/, определим реактивную мощность, генерируемую линией 110 кВ Q_B , МВАр:

$$Q_B = Q_{B0} L_{34} = 38,4 \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 3,84.$$

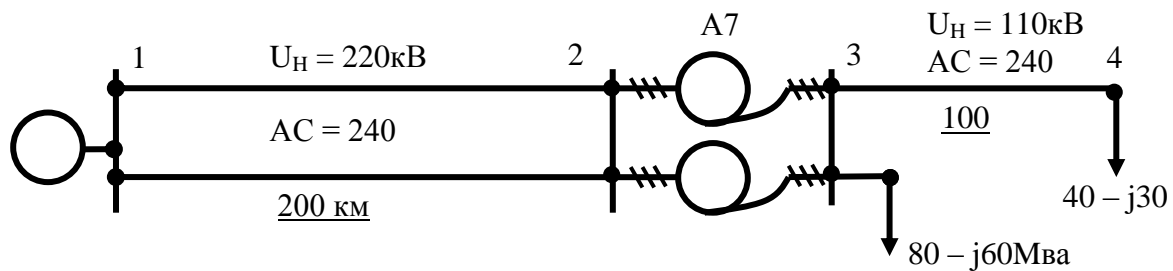
Мощность, условно сосредоточенная в конце линии:

$$\frac{Q_B}{2} = 1,92.$$

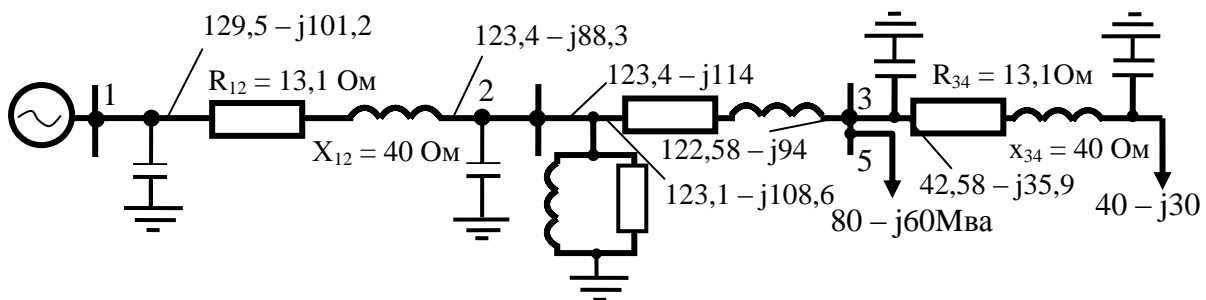
По паспортным данным (таблицы ПА) определим сопротивления линии АС-240 110 кВ:

$$R_{34} = r_o l_{34} = 0.132 \cdot 100 = 13.2 \text{ Ом};$$

$$X_{34} = x_o l_{34} = 0.4 \cdot 100 = 40 \text{ Ом}.$$



а)



б)

а) схема заданной сети;

б) схема замещения.

Рисунок 21 - Схема двухцепной линии к примеру 5.1

2) Используя комплекс расчётной мощности в конце звена 3-4, находим потери активной и реактивной мощностей в звене 3-4:

$$S'_{34} = P'_{34} - jQ'_{34} = 40 - j28,1;$$

$$\Delta P_{34} = \frac{(P'_{34})^2 + (Q'_{34})^2}{U_n^2} R_{34} = \frac{40^2 + 28,1^2}{110^2} \cdot 13,2 = 2,58;$$

$$\Delta Q_{34} = \frac{40^2 + 28,1^2}{110^2} \cdot 40 = 7,8.$$

3) Мощность в начале звена 3-4 получим из зависимости (4-27) /2/:

$$S_{34} = 42,58 - j35,9.$$

Мощность в начале линии 110 кВ с учётом реактивной мощности генерируемой линии:

$$S_3 = 42,58 - j34.$$

Мощность на шинах автотрансформатора с учётом отбора мощности:

$$S'_3 = 122,58 - j 94;$$

$$S'_3 = \sqrt{122,58^2 + 94^2} = 154.$$

4) Определяем по паспортным данным сопротивление обмоток и потери мощности в двух автотрансформаторах:

$$R_{23} = \frac{\Delta P_H U^2 10^3}{n S_H^2} = \frac{360 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 90000^2} = 1,08;$$

$$X_{23} = \frac{u_{\kappa} \% U^2 \cdot 10}{n S_H} = \frac{11 \cdot 220^2 \cdot 10}{2 \cdot 90000} = 29,5;$$

$$\Delta P_{23} = 2 \Delta P_o + 2 \Delta P_{нз} \left(\frac{S}{n S_H} \right)^2 = 0,3 + 0,72 \left(\frac{154}{180} \right)^2 = 0,83,$$

где

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{I_0 S_H}{100} = \frac{3 \cdot 90}{100} = 2,7;$$

$$\Delta Q_{23} = 2 \Delta Q_{\mu} + \frac{u_n S^2}{n S_H \cdot 100} = 5,4 + \frac{11 \cdot 154^2}{180 \cdot 100} = 20.$$

5) Приведённая мощность на шинах высшего напряжения автотрансформаторов из формулы (4-24) /2/:

$$S_2 = 122,58 + 0,83 - j 94 - j 20 = 123,4 - j 114.$$

6) Используя данные таблицы 4-1 /2/, определим половину реактивной мощности, генерируемой линией 220 кВ:

$$\frac{Q_B}{2} = 200 \cdot 128,5 = 25,7.$$

7) Расчётная мощность в конце звена 1-2 из зависимости (4-25) /2/ равна:

$$S'_{12} = 123,4 - j 114 + j 25,7 = 123,4 - j 88,3.$$

8) Сопротивление проводов линии 220 кВ (таблицы П-1 и П-2 /2/), равно:

$$R_{12} = 0,131 \cdot \frac{250}{2} = 13,2;$$

$$X_{12} = 0,4 \cdot \frac{200}{2} = 40.$$

9) Потери мощности в линейном звене 1-2:

$$\Delta P_{12} = \frac{123,4^2 + 88,3^2}{220^2} \cdot 13,2 = 6,1.$$

10) Мощность в начале звена 1-2:

$$S_{12} = 123,4 + j6,1 - j88,3 - j18,9 = 129,5 - j107,2.$$

11) Зная напряжение в начале звена 1-2, находим из формулы (4-28) /2/ напряжение в конце линии 220 кВ без учёта поперечной составляющей вектора падения напряжения:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 242 - \frac{129,5 \cdot 13,1 + 107,2 \cdot 40}{242} = 217,3.$$

12) Приведённое напряжение в конце звена 2-3 на шинах низшего напряжения автотрансформаторов:

$$U'_3 = U_2 - \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_2} = 217,3 - \frac{123,0 \cdot 1,08 + 108,6 \cdot 29,5}{217,3} = 201,8.$$

13) Приведённые сопротивления линейного звена 3-4:

$$X'_{34} = X_{34} \left(\frac{220}{121} \right)^3 = 40 \cdot 3,3 = 133;$$

$$R'_{34} = 13,1 \cdot 3,3 = 43.$$

14) Приведённое напряжение в конце звена 3-4:

$$U'_4 = 201,8 - \frac{42,8 \cdot 43 + 35,9 \cdot 133}{201,8} = 169.$$

15) Искомое напряжение с учётом заданного коэффициента трансформации:

$$U_4 = \frac{U'_4}{K_T} = \frac{169}{1,82} = 93,$$

где $K_T = \frac{220}{121} = 1,82.$

5.3 Расчеты режимов кольцевых сетей

5.3.1 Общие сведения о расчете замкнутых сетей

Электрические сети крупных электрических систем, городов и промышленных предприятий содержат большое количество отдельных линий

и нагрузок, связанных в общую схему. Расчеты режимов таких сетей представляют собой сложную задачу. Трудности в решении возрастают с ростом числа элементов. Такие сети, как правило, рассчитываются с помощью ЭВМ. Но при разовом расчете сетей небольшой сложности нашли применение методы упрощенных расчетов. Одним из таких методов является метод постепенного преобразования сложнозамкнутой схемы.

Идея метода заключается в том, что заданная сложнозамкнутая сеть путем постепенных преобразований приводится к линии с двухсторонним питанием. В преобразованной схеме определяются мощности и токи на участках. Затем путем последовательных обратных преобразований находится действительное распределение токов и мощностей в исходной сети.

В результате таких преобразований находятся предварительное распределение мощностей и точки раздела мощностей. Точек раздела активной и реактивной мощностей может быть несколько. Сложнозамкнутая сеть разрезается по токам раздела активной мощности. В полученных упрощенных схемах выполняется расчет режима при заданном напряжении на источниках питания.

Метода постепенного преобразования сложнозамкнутой сети использует ряд простых приемов. Каждый из приемов позволяет выполнить преобразование участка сети с малым количеством элементов. Для этого участка можно произвести нужный расчет, а затем с помощью обратных преобразований вернуться к исходной схеме.

Существуют 5 приемов расчета сложных электрических сетей:

- 1) Прием 1. Замена площади сечения проводов участка сети эквивалентной.
- 2) Прием 2. Замена параллельных линий при отсутствии на них нагрузок эквивалентной линией.
- 3) Прием 3. Замена источников напряжения, присоединенных к одной точке сети, одним эквивалентным.
- 4) Прием 4. Преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.
- 5) Прием 5. Перенос нагрузок в другие точки сети.

В общем случае расчет режима сети с двухсторонним питанием производится в комплексной форме. Но возможны следующие частные случаи:

1. Однородная ЛЭП.

В однородной ЛЭП отношение X_i / R_i участков одинаково по всей длине ЛЭП. Обозначим это отношение буквой m . Для такой ЛЭП реактивное сопротивление участков можно выразить активное - $X_i = R_i m$.

Тогда:

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})} \\
&= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB} \cdot (1 - jm)}{R_{AB} \cdot (1 - jm)} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}}.
\end{aligned} \quad (52)$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по активным сопротивлениям участков.

2. Однородная ЛЭП с одинаковым сечением проводов на участках.
Для такой ЛЭП:

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} + \\
&+ j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}.
\end{aligned} \quad (53)$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по длинам участков.

3. Однородная ЛЭП и одинаковый $\cos\varphi$ нагрузок.
Для такой ЛЭП:

$$P_{\text{гол1}} + jQ_{\text{гол1}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot tg\varphi \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = P_{\text{гол1}} + jP_{\text{гол1}} \cdot tg\varphi. \quad (54)$$

Таким образом, реактивные мощности головных участков можно рассчитывать по активной мощности этих участков.

5.3.2 Расчет сети с двусторонним питанием

Рассмотрим ЛЭП с двухсторонним питанием (рисунок 22). Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления участков ЛЭП;
- напряжения на источниках питания.

Необходимо найти распределение мощностей на участках ЛЭП. Расчет выполним при следующих допущениях:

- в ЛЭП отсутствуют потери мощности;

- напряжения во всех узлах нагрузок одинаковы и равны номинальному напряжению сети.

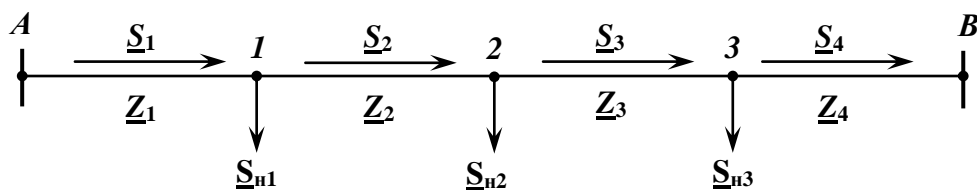


Рисунок 22 – Линия электропередач с двухсторонним питанием

Предположим, что нам известна мощность, протекающая на головном участке А-1. Тогда мощности на других участках ЛЭП определяются по I закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{n1};$$

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{n2} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{n1} - \underline{S}_{n2};$$

$$\underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{n3} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{n1} - \underline{S}_{n2} - \underline{S}_{n3}.$$

Падение напряжение на любом участке ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_i.$$

При учете второго допущения получим:

$$\Delta \underline{U}_i = \frac{\underline{S}_i}{U_{\text{ном}}} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

Найдем падение напряжения во всей ЛЭП:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^*}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*}{U_{\text{ном}}}$$

или

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*.$$

Суммы сопротивлений представляют собой сопротивления:

$$(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{AB}^*; (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{1B}^*; (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{2B}^*.$$

При n нагрузках мощность первого и второго головного участка:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad (55)$$

$$\underline{S}_{\text{гол2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Правильность полученных расчетов подтверждается выполнением баланса мощности – равенством произведенной и потребленной мощности:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} + \underline{S}_{\text{гол2}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}}. \quad (56)$$

Значения части мощностей участков получатся отрицательными, т.е. они имеют обратное направление по отношению к принятому. Таким образом, в схеме окажется точка, к которой мощности подходят с двух сторон. Такая точка называется точкой раздела мощности или точкой потокораздела.

Точки раздела активной и реактивной мощности могут не совпадать. Если точки раздела активной и реактивной мощности совпадают, то над этой точкой ставится знак \blacktriangledown . Если не совпадают, то над точкой раздела активной мощности ставится знак \blacktriangledown , а над точкой раздела реактивной мощности – знак ∇ .

Пример 5.2

Потребитель первой категории питается от шин источника одновременно по воздушной и кабельной линиям. Протяжённость обеих линий одинакова и равна 10 км; нагрузка потребителя 400 А; ток активный; напряжение линий 10 кВ. Марка провода М-95, марка кабеля СБЗх95. Реактивное удельное сопротивление воздушной линии 0,36 Ом/км; для кабеля реактивным сопротивлением пренебрегают. Активное сопротивление кабеля и воздушной линии принято одинаковым и равным 0,20 Ом/км.

Определить ток в каждой из линий и потерю напряжения в сети при нормальном и аварийном режимах.

Порядок решения

Представим заданную замкнутую сеть линией с двухсторонним питанием (рисунок 23).

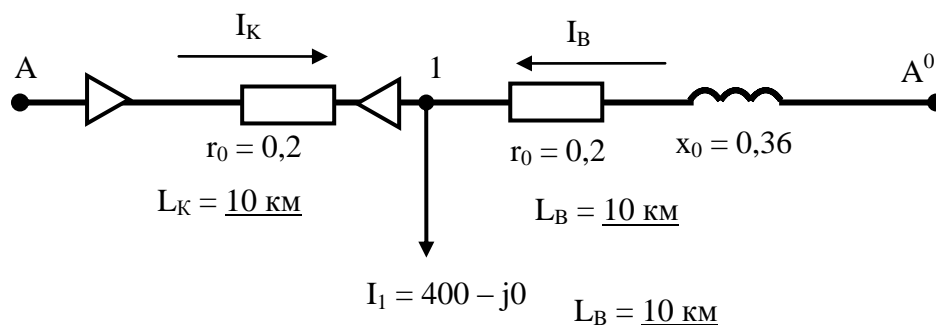


Рисунок 23 - Схема электрической сети

Ток на участке кабельной линии I_K определим по формуле (4-1) /2/, упрощённой за счёт равенства напряжений:

$$I_K = I_1 \frac{Z_B}{Z_B + Z_K} = I_1 \frac{(r_0 + jx_0)L_B}{(r_0 + jx_0)L_B + r_0L_K} = \frac{400(0,2 + j0,36)10}{(0,2 + j0,36)10 + 0,2 \cdot 10} = 290 + j100.$$

Аналогично по той же формуле находим нагрузку воздушной линии:

$$I_K = I_1 \frac{Z_K}{Z_B + Z_K} = I_1 \frac{r_0L_K}{(r_0 + jx_0)L_B + r_0L_K} = \frac{400 \cdot 0,2 \cdot 10}{0,2 \cdot 10 + (0,2 + j0,36)10} = 110 - j100.$$

Расчёт показывает, что за счёт неуравновешенной э.д.с самоиндукции в линиях появился уравнивающий ток 100 А.

Потеря напряжения в нормальном режиме должна быть определена от источника до точки раздела мощности, т.е в данном случае до точки приложения нагрузки.

Расчёт произведём с двух сторон, получая одинаковые результаты:

$$\Delta U = \Delta U_B = \sqrt{3}(I_a r_0 L_B + I_p x_0 L_B) = 1,73 \cdot 10(290 \cdot 0,2 - 0,36 \cdot 100) = 380;$$

$$\Delta U = \Delta U_K = \sqrt{3}I_a r_0 L_K = 1,73 \cdot 110 \cdot 0,2 \cdot 10 = 380.$$

Потеря напряжения в аварийном режиме определяется при условии отключения любого из участков:

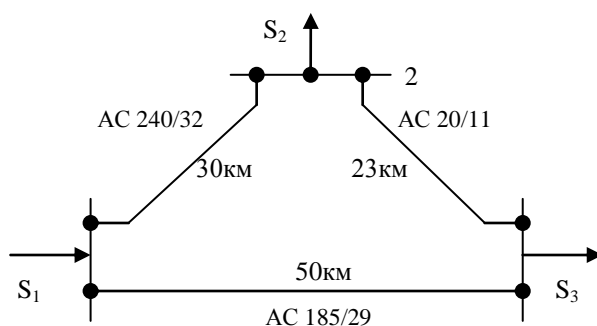
$$\Delta U_{ав} = 1,73 \cdot 400 \cdot 0,2 \cdot 10 = 1380,$$

то есть 13,8% номинального напряжения.

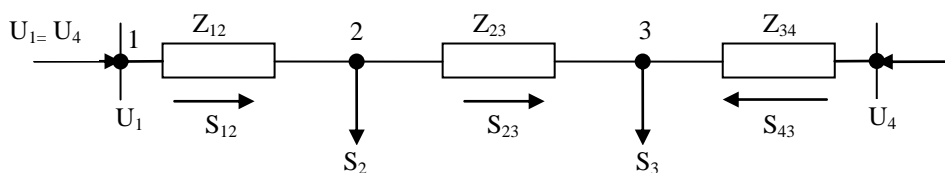
Пример 5.3

Кольцевая сеть (рисунок 24 а) напряжением 110 кВ связывает электростанцию 1 с понижающими подстанциями 2, 3, имеющими расчетные нагрузки $S_2 = 36,18 + j29,17$ МВ·А и $S_3 = 39,2 + j32,89$ МВ·А. Марки проводов, длины линий указаны на рисунке 6.6 а. Сопротивления их равны: $Z_{12} = 3,6 + j12,15$ Ом; $Z_{23} = 9,84 + j10,21$ Ом; $Z_{13} = 8,1 + j20,65$ Ом. Напряжение на шинах электростанции равно 117,7кВ. Определим мощность, которая поступает с шин электростанции. Расчет проведем без учета потерь мощности.

Составим схему замещения сети в виде линии с двухсторонним питанием, разрезая кольцо в узле 1 (рисунок 24 б).



а)



б)

а) схема сети;

б) распределение потоков мощности с двухсторонним питанием.

Рисунок 24 – Кольцевая сеть напряжением 110 кВ

Определим приближенное потокораспределение в кольце с целью выявления точки потокоораздела:

$$S_{12} = \frac{(36,18 + j29,17) \cdot (9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65) + (39,2 + j32,89) \cdot (8,1 - j20,65)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} =$$

$$= 44,82 + j36,75 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$S_{43} = \frac{(39,2 + j32,89) \cdot (9,84 - j10,21 + 3,6 - j12,15) + (36,18 + j29,17) \cdot (3,6 - j12,15)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} =$$

$$= 30,56 + j25,31 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Проверим правильность определения потоков мощности на головных линиях кольца по условию $S_{12} + S_{43} = S_2 + S_3$:

$$44,82 + j36,75 + 30,56 + j25,31 = 75,38 + j62,06.$$

Значения S_{12} и S_{43} определены верно. Находим поток мощности в линии 23 по первому закону Кирхгофа для узла 2:

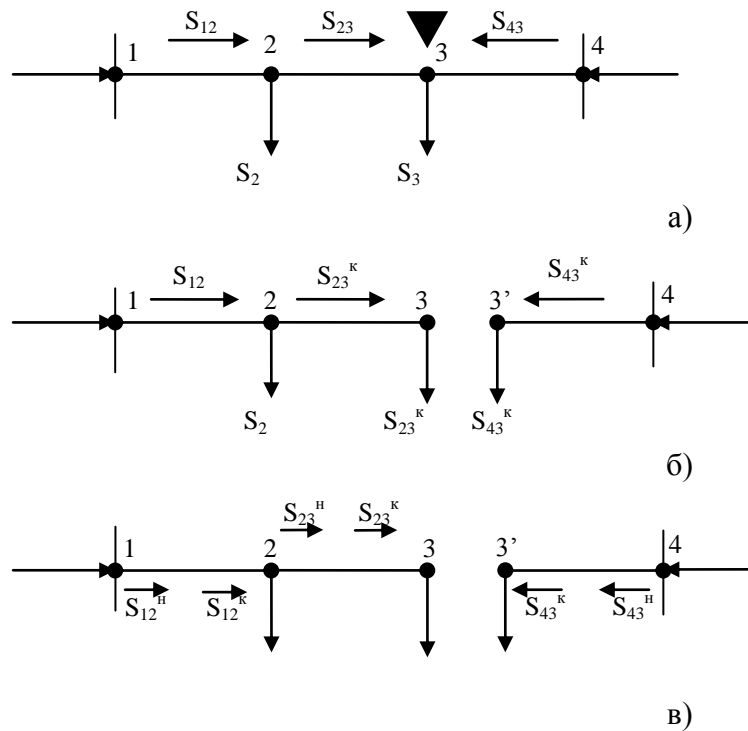
$$S_{23} = S_{12} - S_2 = 44,82 + j36,75 - (36,18 + j29,17) = 8,64 + j7,58 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Узел 3 — точка потокораздела активной и реактивной мощности. Мощность, поступающая с шин электростанции и определенная без учета потерь мощности, равна:

$$S_1 = S_{12} + S_{43} = 75,38 + j62,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим мощность, поступающую с шин электростанции в сеть, с учетом потерь мощности.

Мощности S_{12} , S_{23} , S_{43} (рисунок 25, а) определены без учета потерь. «Разрежем» линию с двухсторонним питанием в узле 3 потокораздела, как на рисунке 25,б. Нагрузки в узлах 3 и 3' равны $S_{23}^k = 8,64 + j 7,58 \text{ МВ} \cdot \text{А} = S_{23}$, $S_{43}^k = 30,56 + j 25,31 \text{ МВ} \cdot \text{А} = S_{43}$. Рассчитаем потоки мощности в линиях 23, 12 (рисунок 25, в).



а) исходная сеть; б) представление исходной сети в виде двух линий; в) исходные обозначения для расчета потоков в линиях с учетом потерь мощности.

Рисунок 25 - Распределение потоков мощности в замкнутой сети с учетом потерь мощности

Потери мощности в линии 12

$$\Delta S_{12} = \frac{44,93^2 + 36,86^2}{110^2} \cdot (3,6 + j12,15) = 1 + j3,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии 12

$$S_{12}^H = S_{12}^k + \Delta S_{12} = 44,93 + j36,86 + 1 + j3,39 = 45,93 + j40,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитаем потоки мощности в линии 43 (рисунок 25, в). Мощность в конце линии 43 $S_{43}^k = 30,56 + j25,31 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Потери мощности в линии 43

$$\Delta S_{43} = \frac{30,56^2 + 25,31^2}{110^2} \cdot (8,1 + j20,65) = 1,05 + j2,69 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

Мощность в начале линии 43

$$S_{43}^H = S_{43}^K + \Delta S_{43} = 30,59 + j25,31 + 1,05 + j2,69 = 31,61 + j28 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность, потребляемая с шин электростанции:

$$S_1 = S_{12}^H + S_{43}^H = 45,93 + j40,25 + 31,61 + j28 = 77,54 + j68,25 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Определим напряжения в узлах 2,3, а также наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{нб}$ для сети (рисунок 24 а).

Расчет напряжений и $\Delta U_{нб}$ проведем без учета потерь мощности и поперечной составляющей падения напряжения. При $U_1 = U_4 = 117,7 \text{ кВ}$ потери напряжения и напряжения таковы:

$$\Delta U_{43} = \frac{30,56 \cdot 8,1 + 25,31 \cdot 20,65}{117,7} = 6,54 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 117,7 - 6,54 = 111,2 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{44,82 \cdot 3,6 + 36,15 \cdot 12,15}{117,7} = 5,16 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 117,7 - 5,16 = 112,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{8,64 \cdot 9,84 + 7,58 \cdot 10,21}{112,5} = 1,44 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 112,5 - 1,44 = 111,1 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения в нормальном режиме, определяемая без учета потерь мощности,

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5,16 + 1,44 = 6,6 \text{ кВ}.$$

Определим напряжения с учетом потерь мощности:

$$\Delta U_{43} = \frac{31,61 \cdot 8,1 + 28 \cdot 20,65}{117,7} = 7,1 \text{ кВ};$$

$$U_3' = 117,7 - 7,1 = 110,6 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{45,93 \cdot 3,6 + 40,25 \cdot 12,15}{117,7} = 5,56 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 117,7 - 5,56 = 112,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{8,75 \cdot 9,84 + 7,69 \cdot 10,21}{112,1} = 1,47 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 112,1 - 1,47 = 110,6 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{13} = 5,56 + 1,47 = 7,03 \text{ кВ}.$$

Таким образом, $\Delta U_{нб} = 7,03 \text{ кВ}$.

Погрешность расчета наибольшей потери напряжения равна

$$\Delta U_{43} - \Delta U_{13} = 0,07 \text{ кВ}.$$

6 Особенности расчета распределительных сетей

При расчете сетей напряжением до 35 кВ включительно принимаются следующие допущения:

- не учитывается зарядная мощность ЛЭП;
- не учитывается индуктивное сопротивление кабельных ЛЭП;
- не учитываются потери мощности в стали трансформаторов. Потери мощности в стали трансформаторов учитываются лишь при подсчете потерь активной мощности и электроэнергии во всей сети;
- при расчете потоков мощности не учитываются потери мощности, т.е. мощность в начале участка равна мощности в конце участка;
- не учитывается поперечная составляющая падения напряжения. Это значит, что не учитывается сдвиг напряжения по фазе между узлами схемы;
- расчет потерь напряжения ведется по номинальному напряжению, а не по реальному напряжению в узлах сети.

С учетом допущений, принятых при расчете местных сетей, напряжение в любом i -м узле сети рассчитывается по упрощенной формуле:

$$U_i = U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{ип-}i} = U_{\text{ип}} - \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j), \quad (57)$$

где P_j, Q_j – соответственно активная и реактивная мощности, протекающие по участку j ;

R_j, X_j – соответственно активное и индуктивное сопротивления участка j .

Неучет потери мощности в местных сетях позволяет рассчитывать потери напряжения либо по мощностям участков, либо по мощностям нагрузок.

Если расчет ведется по мощностям участков, то учитываются активное и реактивное сопротивления этих же участков:

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j). \quad (58)$$

Если расчет ведется по мощности нагрузок, то необходимо учитывать суммарные активные и реактивные сопротивления от ИП до узла подключения нагрузки:

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_{\text{н}j} \cdot R_{\text{ип-}j} + Q_{\text{н}j} \cdot X_{\text{ип-}j}). \quad (59)$$

В неразветвленной сети наибольшая потеря напряжения – это потеря напряжения от ИП до конечной точки сети.

В разветвленной сети наибольшая потеря напряжения определяется следующим образом:

- рассчитывается потеря напряжения от ИП до каждой конечной точки;
- среди этих потерь выбирается наибольшая. Ее величина не должна превышать допустимую потерю напряжения для данной сети.

Пример 6.1

Потребители, указанные на схеме (рисунок 26), питаются от шин одного источника по замкнутой сети. Напряжение на шинах 10,5 кВ.

Определить мощности на всех участках и потерю напряжения в нормальном режиме, если известно, что провода на участке магистрали А-А¹ марки А-50, а провода на участке 1-2 марки А-35. Среднее расстояние между проводами 100 см.

Потерю напряжения выразить в процентах номинального напряжения 10 кВ.

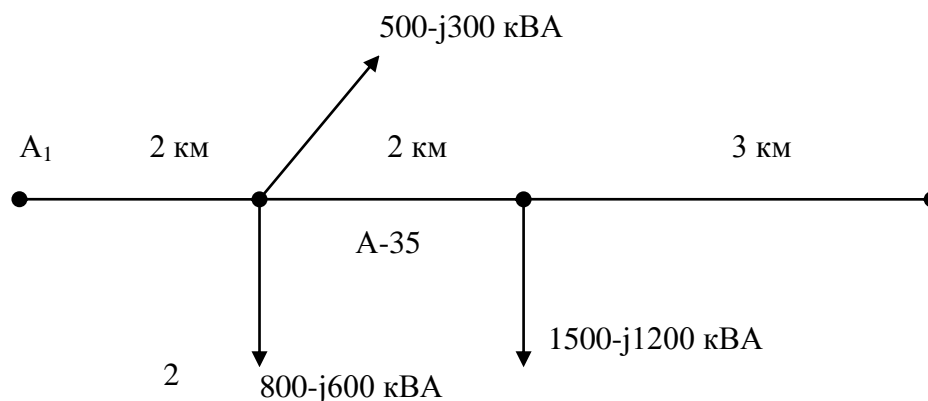


Рисунок 26 - Схема электрической сети

Порядок решения

По справочным данным определяем комплекс удельного сопротивления для заданных проводов:

для А-35 $r_o + jx_o = 0,92 + j0,37$ Ом/км;

для А-50 $r_o + jx_o = 0,64 + j0,35$ Ом/км.

Так как напряжения источников равны, а сечения проводов на магистрали одинаковы, можно для расчёта мощностей на участках воспользоваться зависимостями:

$$S_A = \frac{\sum_1^n S_n L_n}{L_{AA'}} = \frac{(1500 - j1200)3 + (1300 - j900)5}{7} = 1570 - j1160;$$

$$S_{A'} = \frac{\sum_1^n S_n L'_n}{L_{AA'}} = \frac{(1500 - j1200)4 + (1300 - j900)2}{7} = 1230 - j9400.$$

Точка раздела мощности находится в точке 3. Из схемы видно, что наибольшая потеря напряжения будет от источника до точки 2 в конце ответвления А-35, она равна:

$$\Delta U_{A-2} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{12} = \frac{1570 \cdot 0,62 + 1160 \cdot 0,35 \cdot 2}{10} + \frac{800 \cdot 0,92 \cdot 1,5 + 600 \cdot 0,37 \cdot 1,5}{10} = 424$$

Потеря напряжения равна 4,24%.

Пример 6.2

Потребители, заданные комплексами мощности, питаются от замкнутой сети (рисунок 27).

Определить потерю напряжения для заданной сети в нормальном режиме при условии равенства напряжений источников питания.

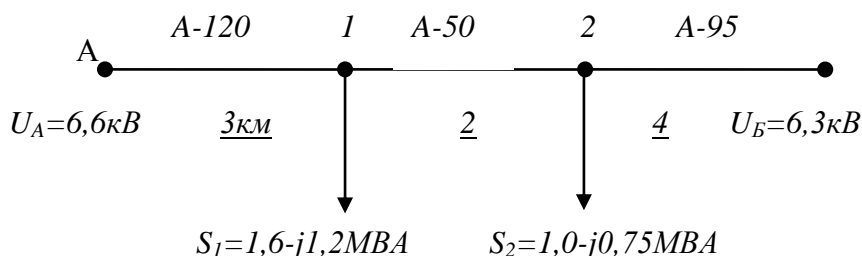


Рисунок 27 - Схема электрической сети

Протяжённость участков и сечения проводов заданы на схеме. Расчёт произвести по проводимостям.

Порядок решения

Используя справочные данные, определяем комплексы сопротивлений всех участков:

1) участок А-1 (А-120) $(r_0 + jx_0)L_{A-1} = (0,27 + j0,33)3 = 0,81 + j0,99$;

2) участок 1-2 (А-50) $(r_0 + jx_0)L_{1-2} = (0,64 + j0,35)2 = 1,28 + j0,7$;

3) участок 2-Б (А-95) $(r_0 + jx_0)L_{2-Б} = (0,34 + j0,34)4 = 1,36 + j1,36$.

Используя зависимость (4-4) /2/, находим активную проводимость участка А+Б:

$$G_{AB} = \frac{R_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2} = \frac{0,81 + 1,28 + 1,36}{3,45^2 + 3,05^2} = \frac{3 \cdot 45}{20 \cdot 9} = 0,165.$$

Используя зависимость (4-5) /2/, находим реактивную проводимость:

$$B_{AB} = \frac{X_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2} = \frac{0,99 + 0,7 + 1,36}{20,9} = 0,146.$$

Находим активную составляющую комплекса нагрузки головного участка А-1:

$$\begin{aligned}
 P_{A-1} &= 0,165(1,6 \cdot 2,62 + 1,0 \cdot 1,36 + 1,2 \cdot 2,06 + 0,75 \cdot 1,36) + \\
 &+ 0,146(1,6 \cdot 2,06 + 1,0 \cdot 1,36 - 1,4 \cdot 2,64 - 0,75 \cdot 1,36) = \\
 &= 0,165 \cdot 9,07 + 0,146 \cdot 0,45 = 1,56.
 \end{aligned}$$

Находим реактивную составляющую комплекса головного участка А-1:

$$Q_{A-1} = 0,165 \cdot 0,45 + 0,146 \cdot 9,07 = 1,25$$

$$S_{A-1} = 1,56 - j1,25$$

Нагрузка на прочих участках сети:

$$S_{1-2} = 0,04 + j0,05;$$

$$S_{2-Б} = 1,04 - j0,7.$$

Точка раздела мощности находится в точке 1.

Потеря напряжения в нормальном режиме работы сети:

$$\Delta U_{A-1} = \frac{P_{A-1} R_{A-1} + Q_{A-1} X_{A-1}}{U_n} = \frac{(1,56 \cdot 0,81 + 1,25 \cdot 0,99) 10^3}{6} = 410.$$

Упрощение расчетов при использовании проводимостей особенно сказывается при большом числе нагрузок.

7 Регулирование напряжения в электрических сетях

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Режим напряжений в электрической сети должен быть таким, чтобы были выполнены требования ГОСТ в отношении допустимых отклонений напряжения для электроприемников, которые питаются от этой сети. Значения отклонений напряжения часто превышают допустимые по следующим причинам:

- большие потери напряжения в сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;
- неправильное построение схемы сети.

Очень часто эти причины возникают при развитии сети, при ее реконструкции. Поэтому чтобы обеспечить необходимые отклонения напряжения на шинах электроприемников следует применять регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств.

Локальное регулирование может быть централизованным и местным. Централизованное управление выполняется в центрах питания. Местное регулирование проводится непосредственно у потребителей. Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

На электростанциях регулирование напряжения производится на генераторах и повышающих трансформаторах.

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, напряжение можно изменять в пределах $\pm 5\%$. Повышение напряжения на 5% сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до $0,95 U_{\text{ном}}$ номинальный ток статора возрастает на 5% и соответственно увеличивается нагрев обмотки.

На каждой ступени трансформации теряется приблизительно $5-10\%$ напряжения. Поэтому регулировочного диапазона генераторов явно недостаточно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных электроприемников. Поэтому генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Как единственное средство регулирования генераторы применяются только для простейшей системы: электростанция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах электростанций осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения повышают на-

пряжение в часы максимальной нагрузки и снижают в период минимальной нагрузки.

Повышающие трансформаторы на электростанциях тоже являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Трансформаторы мощностью до 250 МВА напряжением 110 и 220 кВ имеют устройство регулирования напряжения типа ПБВ (переключение без возбуждения, то есть с отключением от сети). Устройство имеет предел регулирования напряжения $\pm 2 \times 2,5 \%$. Повышающие трансформаторы большей мощности выпускаются без устройств ПБВ.

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Ступенью регулирования называется напряжение между соседними ответвлениями. Его выражают в процентах к номинальному напряжению той обмотки, которая имеет регулировочные ответвления. Зоной нечувствительности называется некоторый диапазон изменения напряжения, при котором не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры. Зона нечувствительности регулятора должна быть несколько больше ступени регулирования: иначе регулятор будет работать неустойчиво. Выдержка времени регулятора служит для предотвращения его работы при кратковременных изменениях напряжения. Зона нечувствительности и выдержка времени регулятора определяют точность регулирования.

Выбор ответвлений на стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов производится следующим образом.

Определяется напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенные к высокой стороне:

$$U'_2 = U_{\text{д}} - \Delta U_{\text{т}}, \quad (60)$$

где $U_{\text{д}}$ – действительное напряжение на высокой стороне, кВ;

$\Delta U_{\text{т}}$ – потери напряжения в трансформаторе (для трансформаторов 110 кВ поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь), кВ.

Напряжение на низкой стороне трансформатора:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_{\text{т}}}, \quad (61)$$

$$K_T = \frac{U_{10TB}}{U_{2H}}, \quad (62)$$

где K_T – коэффициент трансформации соответствующего ответвления РПН;

U_{10TB} – напряжение на соответствующем ответвлении обмотки высшего напряжения, кВ;

U_{2H} – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ.

Если известно желаемое напряжение $U_{2Ж}$ на низкой стороне трансформатора, то напряжение соответствующего регулируемого ответвления будет равно:

$$U_{10TB} = \frac{U'_2}{U_{2Ж}} \cdot U_{2H}. \quad (63)$$

Далее, зная U_{10TB} по таблице регулировочных ответвлений, которую студент должен составить в соответствии с паспортными данными выбранных трансформаторов, выбирается ближайшее стандартное ответвление и находится действительное напряжение

$$U_{2Д} = \frac{U'_2 \cdot U_{2H}}{U_{10TBCT}}, \quad (64)$$

где U_{10TBCT} – напряжение стандартного регулировочного ответвления трансформатора.

Трехобмоточные трансформаторы изготавливаются с регулированием напряжения под нагрузкой только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвление для изменения коэффициента трансформации без возбуждения. В тех случаях, когда характер изменения суточных графиков нагрузки на НН и СН не совпадают, последовательно с обмоткой СН включают линейные регулировочные трансформаторы. Поэтому ответвления РПН на стороне НН 3^х трансформаторов выбирается из условия обеспечения желаемого уровня на стороне НН. При этом предполагается, что необходимый уровень напряжения на средней стороне обеспечивается линейным регулятором.

Пример 7.1

На подстанции установлен трансформатор типа ТДН 16000/110 с номинальным напряжением низкой стороны 10 кВ. Пределы регулирования трансформатора составляют $\pm 9 \times 1,78\%$. Выбрать ответвление на стороне высшего напряжения трансформатора, если желаемое напряжение потребителя составляет 10,33 кВ.

Порядок решения

Выбор ответвлений на стороне высшего напряжения трансформаторов производится следующим образом.

Определяется напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенное к высокой стороне U'_2 , кВ:

$$U'_2 = U_D - \Delta U_T,$$

где U_D - действительное напряжение на высокой стороне, кВ;

ΔU_T - потери напряжения в трансформаторе (для трансформаторов напряжением 110 кВ поперечной составляющей можно пренебречь).

Напряжение на низкой стороне трансформатора U_2 , кВ:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T},$$

где K_T - коэффициент трансформации соответствующего ответвления;

$$K_T = \frac{U_{1OTB}}{U_{2H}},$$

где U_{2H} - номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

U_{1OTB} - напряжение на соответствующем ответвлении обмотки высшего напряжения, кВ.

Если известно желаемое напряжение $U_{2Ж}$ на низкой стороне трансформатора, то напряжение соответствующего регулировочного ответвления U_{1OTB} , кВ, будет равно:

$$U_{1OTB} = \frac{U'_2}{U_{2Ж}} \cdot U_{2H}.$$

Зная напряжение регулировочного ответвления по таблице регулировочных ответвлений (таблица 1) выбирается ближайшее стандартное ответвление и находится действительное напряжение на низкой стороне $U_{2Д}$, кВ:

$$U_{2Д} = \frac{U'_2 \cdot U_{2Н}}{U_{10ТВ.СТ.}},$$

где $U_{10ТВ.СТ.}$ - напряжение стандартного регулировочного ответвления трансформатора, кВ.

Таблица 1 – Напряжение на регулируемых ступенях трансформатора

Ступень	1	2	3	4	5	6
Напряжение	115	112,953	110,906	108,859	106,812	104,765
Ступень	7	8	9	10	11	12
Напряжение	102,718	100,97	98,624	96,577	94,53	92,483
Ступень	13	14	15	16	17	18
Напряжение	90,436	88,389	86,342	84,295	82,248	80,201

Для трансформатора ТДН 16000/110:

$$U'_2 = 110 - 4,32 = 105,68;$$

$$U_{10ТВ} = \frac{105,68}{10,33} \cdot 11 = 112,53.$$

Пределы регулирования трансформатора составляют $\pm 9 \times 1,78\%$. Следовательно, напряжение каждой регулируемой ступени $\Delta U_{10ТВ}$, кВ составляет

$$\Delta U_{10ТВ} = \frac{115 \cdot 1,78}{100} = 2,047.$$

Ближайшее стандартное напряжение одного ответвления $U_{10ТВ.СТ.}$, кВ,
 $U_{10ТВ.СТ.} = 112,953.$

$$U_{2Д} = \frac{105,68 \cdot 11}{112,953} = 10,29.$$

Таким образом действительное напряжение на шинах потребителя составляет 10,29 кВ.

8 Исходные данные для проектирования сети промышленного района

Задачей расчета является проектирование рациональной схемы сети электрической сети промышленного района с номинальным напряжением 35 ÷ 220 кВ, определение параметров наиболее характерных режимов ее работы и выбор средств регулирования напряжения.

В состав исходных данных на проектирование сети для каждого из 5 пунктов включены: наибольшая зимняя нагрузка P , МВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$; номинальное напряжение на шинах низкого напряжения питающей сети - 6 или 10 кВ; состав потребителей по категориям требуемой надежности — 1, 2, 3.

Исходные данные для выполнения расчета определяются в зависимости от учебного года изучения данной дисциплины по трем признакам — последней и предпоследней цифрам шифра зачетной книжки и первой букве своей фамилии.

Задание на выполнение расчета состоит из трех групп данных:

- 1 группа — значения максимальных нагрузок, отношение максимальных нагрузок, отношение максимальных нагрузок к минимальным;
- 2 группа — координаты 1, 2 нагрузочных узлов;
- 3 группа — координаты 3, 4, 5 нагрузочных узлов и климатический район (К.Р.) по гололеду.

Общими данными для всех студентов являются:

- 1. Коэффициент мощности нагрузок $\cos\varphi=0,85$;
- 2. Нормативные коэффициенты мощности нагрузок и центра питания $\cos\varphi_n=0,93$;
- 3. Во всех нагрузочных узлах принимается следующий процентный состав (от максимальной мощности потребителей) по категориям:
 - I категория — 50%;
 - II категория — 30%;
 - III категория — 20%.

Согласно таблице 2, по последней цифре шифра с учетом года изучения дисциплины устанавливается номер варианта первой группы исходных данных. Аналогично, согласно таблице 3, устанавливается по последней цифре шифра номер варианта второй группы исходных данных и согласно первой букве фамилии, по таблице 4 — номер варианта третьей группы исходных данных.

Исходные данные первой, второй, третьей группы, согласно вариантам, выбираются из таблицы 5.

Таблица 2 – Номер варианта первой группы исходных данных

Учебный год	Последняя цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
2016/17	6	7	8	10	9	1	2	3	4	5
2018/19	9	1	10	2	8	3	7	4	6	5
2019/20	1	10	4	5	6	7	3	9	8	2
2020/21	4	5	6	7	3	9	8	2	1	10
2021/22	3	9	8	2	1	10	4	5	6	7

Таблица 3 - Номер варианта второй группы исходных данных

Учебный год	Предпоследняя цифра шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2016/17	1	2	9	10	3	7	6	5	8	4
2018/19	2	9	10	3	1	6	7	4	5	8
2019/20	4	5	6	7	3	9	8	2	1	10
2020/21	5	6	7	3	9	8	2	1	10	4
2021/22	9	8	2	1	10	4	5	6	7	3

Таблица 4- Номер варианта третьей группы исходных данных

Учебный год	Первая буква фамилии									
	А,Б,В	Г,Д,Я	Е,Ж,З	К,Ы,И	М,Л,Ц	Ф,П	Ю,О,Н	У,С,Ч	Р,Т,Х	Ш,Щ,Э
2016/17	2	3	10	6	7	8	1	9	4	5
2018/19	7	1	9	2	5	4	10	6	8	3
2019/20	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2
2020/21	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4
2021/22	10	7	8	3	1	5	6	4	2	9

Таблица 5 – Исходные данные для курсового проектирования.

№ варианта	1 группа данных						2 группа данных					3 группа данных						
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P _{min} /P _{max}	x ₁	y ₁	x ₂	y ₂	T _{max}	x ₃	y ₃	x ₄	y ₄	x ₅	y ₅	К.р.
0	35	50	60	40	25	0,85	45	15	-25	-55	6500	-20	35	-15	-55	-20	75	1
1	40	45	70	35	35	0,7	45	15	25	55	5100	20	-35	-15	-55	-20	-75	2
2	35	35	70	50	20	0,7	-45	10	30	50	6200	-35	20	-55	15	-75	20	2
3	40	25	4	65	50	0,75	-15	-45	55	30	6800	40	0	40	40	75	20	2
4	59	40	40	35	25	0,8	15	-45	-55	25	4500	-35	-20	-55	15	-75	-20	3
5	35	60	80	25	40	0,65	-45	-15	-25	-55	6000	35	20	-55	-15	75	20	4
6	75	30	35	50	30	0,6	-15	45	-35	50	4000	35	20	-55	15	-75	-20	2
7	75	35	40	65	35	0,85	20	-10	55	-15	3500	20	35	-15	-55	-20	-75	4
8	30	60	35	20	35	0,8	10	45	50	30	4800	30	30	-55	0	-65	40	1
9	75	40	70	40	15	0,75	-45	-30	10	50	6500	-35	-20	-55	15	-75	-20	2
10	70	35	60	45	25	0,8	-15	25	-45	-55	3500	35	-20	-55	15	75	20	1

9 Порядок выполнения расчета

9.1 Выбор схемы электрической сети промышленного района на основе технико-экономических расчетов

9.1.1 Выбор электрической схемы с учетом требований надежности электроснабжения

В районных электрических сетях применяют различные по построению схемы:

- разомкнутые нерезервированные радиальные и магистральные;
- разомкнутые резервированные радиальные и магистральные;
- замкнутые резервированные схемы: кольцевые, петлевые, с двухсторонним питанием, сложные.

При выборе схемы построения сети, питающей потребителей одного или нескольких пунктов района, следует исходить из наивысшей категории потребителей по требуемой степени надежности электроснабжения, например, если один или несколько пунктов района имеют потребители 1, 2, 3 категорий, то выбирается резервированная схема с двумя независимыми источниками питания.

В районных сетях на подстанциях с высшим напряжением (ВН) 35 кВ и выше, как правило, устанавливаются два трансформатора (автотрансформатора), что соответствует требованиям к надежности электроснабжения узлов нагрузки, имеющих потребителей 1, 2, 3 категорий.

Для резервирования и исключения из сети поврежденных элементов в послеаварийных режимах, а также осуществления ремонта оборудования необходимо предусматривать установку коммутационных аппаратов для оперативных отключений и переключений (автоматически или дежурным персоналом).

9.1.2 Выбор конфигурации электрической сети

Конфигурация районной сети представляет собой определенную схему соединений линии сети, зависящую от взаимного расположения источников и потребителей мощности, а также от соотношения нагрузок пунктов потребления.

Питание от электростанции или подстанции энергосистемы к потребителям ЭЭ может быть подведено:

- к одному общему приемному пункту (УРП);
- к двум и более приемным пунктам (УРП-1, УРП-2);
- по схеме глубокого ввода на территории района сквозной магистрали (одной и более) без сооружения промежуточных узлов для непосредственного присоединения к ней понижающих подстанций.

При выборе конфигурации сети можно считать, что заданное расположение пунктов потребления мощности в плане района соответствует условным центрам электрических нагрузок потребителей.

Выбор места расположения общего для всего района пункта приема электроэнергии производится в соответствии с условным центром электрических нагрузок (ЦЭН). Координаты центра системы можно определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (65)$$

или

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (66)$$

- где P_i – активная мощность i -го пункта сети, $i=1, 2, \dots, n$;
 S_i – модуль полной мощности i -го пункта сети, $i=1, 2, \dots, n$;
 x_i, y_i – координаты i -го пункта сети;
 n – число пунктов потребления мощности.

Для вычисления координат ЦЭН по формуле (65) или (66) на чертеже плана района следует произвольно нанести оси координат $O_x O_y$ и определить координаты центров нагрузки отдельных пунктов сети (с учетом масштаба), а затем найти координаты x_0 и y_0 .

Для примера на рисунке 28 представлен план размещения ИП и пунктов потребления мощности с ЦЭН электрической сети района.

Районные нагрузки необходимо представить в форме таблицы 6 в алгебраической форме комплексного числа $S=P+jQ$.

Таблица 6 - Расчетные нагрузки и состав по категориям требуемой степени надежности сети

Наименование потребителей эл. энергии по плану района	Расчетная нагрузка S , МВА	Расчетная нагрузка по составу			
		1 ^й категории S_1 , МВА	2 ^й категории S_2 , МВА	3 ^й категории S_3 , МВА	1 ^й и 2 ^й категории $S_{1,2}$, МВА
Пункт 1					
Пункт n					
Пункт 5					
Итого по району					

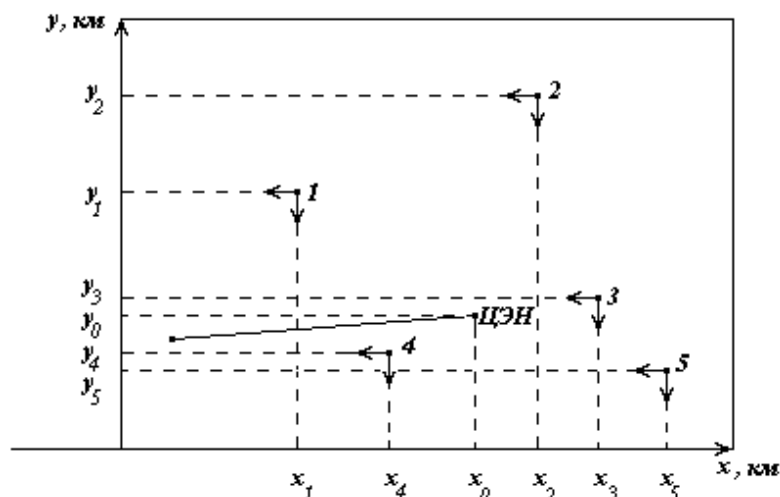


Рисунок 28 - Определение центра электрических нагрузок потребителей ЭЭ: ИП – источник питания; 1÷5 – пункты потребления ЭЭ; ЦЭН – условный центр электрических нагрузок

Используется вариантный метод, состоящий в том, что для заданного расположения потребителей и источника питания намечается несколько возможных вариантов. Из них выбираются наиболее экономические путем сопоставления технико-экономических показателей.

При этом определяется расстояние между объектами:

$$l = k \cdot \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}, \quad (67)$$

где $\Delta x, \Delta y$ - разность координат соответствующих объектов;

k - зональный коэффициент, учитывающий увеличение стрелы провеса провода вследствие гололедно-изморозиевых образований на проводах.

Таблица 7 – Расстояние между объектами.

Наименование источника питания и пунктов потребления	Расстояние по воздушной прямой и протяженности трассы					
	ИП (ГРЭС п/ст эн.системы)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5
ИП (ГРЭС п/ст эн.системы)	↓ →					
Пункт 1						
Пункт 2						
Пункт 3						
Пункт 4						
Пункт 5						

Согласно расположению потребителей на плане (рисунок 28), составляются шесть вариантов схем соединения потребителей (рисунок 29),

сочетающих элементы замкнутых и разомкнутых резервируемых схем, удовлетворяющих требованиям надежности питания потребителей.

Необходимо, проанализировав все схемы, приведенные на рисунке 29, самостоятельно выбрать два конкурентоспособных варианта схем, которые можно предложить для технико-экономического сравнения.

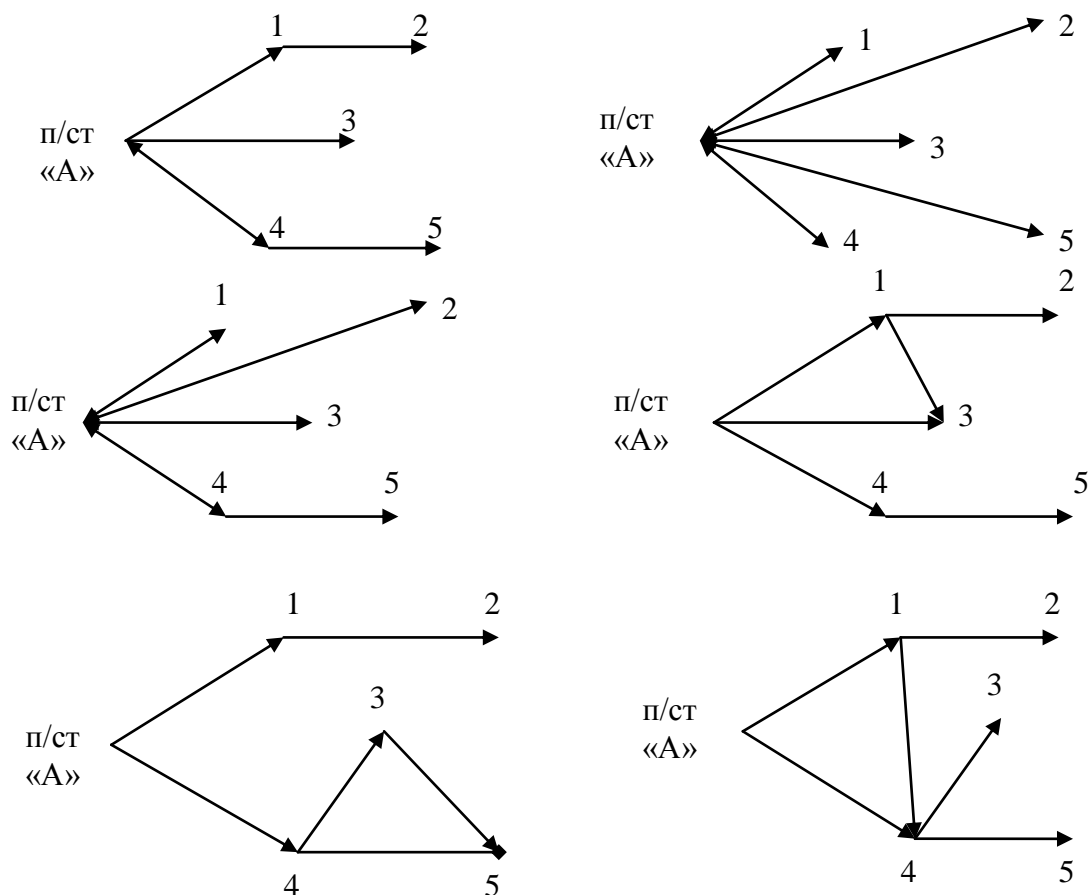


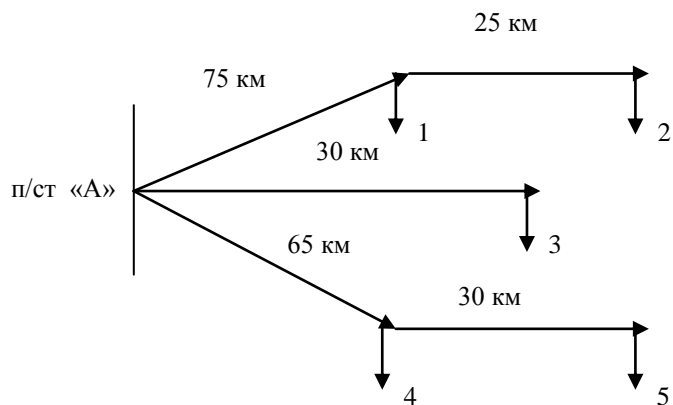
Рисунок 29 – Варианты схем соединения потребителей промышленного района

Исходя из суммарных длин линий электропередачи (таблица 8), необходимо выбрать одну схему для разомкнутой сети и одну схему для замкнутой сети. При этом необходимо учесть одноцепное или двухцепное исполнение линий электропередачи.

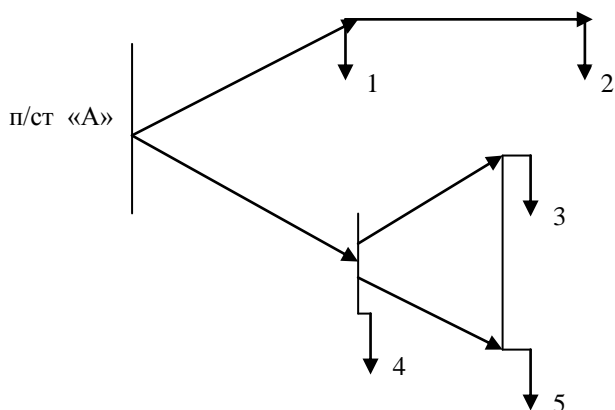
На рисунке 30 показаны выбранные для дальнейшего расчета варианты схем соединения потребителей. На схемах наносятся протяженность прокладываемых линий электропередач в одиночном исполнении, мощность потребителей и номера пунктов потребителей.

Таблица 8 – Суммарные длины линий электропередачи с учетом исполнения

Варианты	Суммарные длины ЛЭП, км	
	разомкнутая	замкнутая
1		
2		
3		



а)



б)

а) разомкнутая схема;

б) замкнутая схема.

Рисунок 30 – План расположения источника питания и пунктов потребления мощности промышленного района

9.1.3 Определение расчетных нагрузок, выбор напряжения сети и оценка числа ступеней трансформации

Первоначально предполагается расчетные нагрузки выбрать приближенно.

Приближенное определение расчетной нагрузки элемента сети производится при следующих допущениях:

- емкостная проводимость воздушных линий 35÷220 кВ не учитывается;
- распределение потоков активных и реактивных мощностей по участкам сети в режиме наибольших нагрузок вычисляются без учета потерь мощности в элементах сети;
- распределение потоков мощности по участкам простейшей замкнутой вычисляется при условии равенства напряжений вдоль линий участков сети по $U_{ном}$ и равенства сечений проводов отдельных участков сети.

Исходными для расчета потокораспределения являются нагрузки пунктов потребления и напряжения источников питания. Расчет вести в направлении от пунктов потребления к источнику питания путем последовательного суммирования расчетных нагрузок в узлах сети. При этом в простейших замкнутых сетях нагрузки пунктов потребления приводятся к узлам замкнутой сети и определяется поток мощности на головном участке пропорционально длине участков сети и исходя из условий баланса мощности, потоки мощности на других участках замкнутой схемы.

Рассмотрим в общем виде последовательность определения расчетных нагрузок отдельных участков сети и ее узлов на примере схемы электрических соединений воздушных линий (рисунок 30 б). В данном примере наиболее удаленные от ИП потребители 2, 3, 5 питаются по радиальным и магистральным (разомкнутым) схемам, потребители 4, 3, 5 объединены в кольцевую сеть (воздушные линии 4-5, 5-3, 4-3). Картина приближенного распределения потоков мощности для режима наибольших нагрузок рассматриваемой сети дана на рисунке 31. Мощности нагрузки записываются в комплексном виде:

$$\begin{aligned} S_1 &= P_1 + jQ_1; & S_3 &= P_3 + jQ_3; & S_5 &= P_5 + jQ_5; \\ S_2 &= P_2 + jQ_2; & S_4 &= P_4 + jQ_4. \end{aligned} \quad (68)$$

Согласно допущениям, нагрузки в начале и конце участка сети равны:

$$S'_{A-1} = S''_{A-1} = S_{A-1};$$

$$S'_{A-4} = S''_{A-4} = S_{A-4};$$

$$S'_{1-2} = S''_{1-2} = S_{1-2};$$

$$S'_{4-3} = S''_{4-3} = S_{4-3};$$

$$S'_{4-5} = S''_{4-5} = S_{4-5};$$

$$S'_{5-3} = S''_{5-3} = S_{5-3}.$$

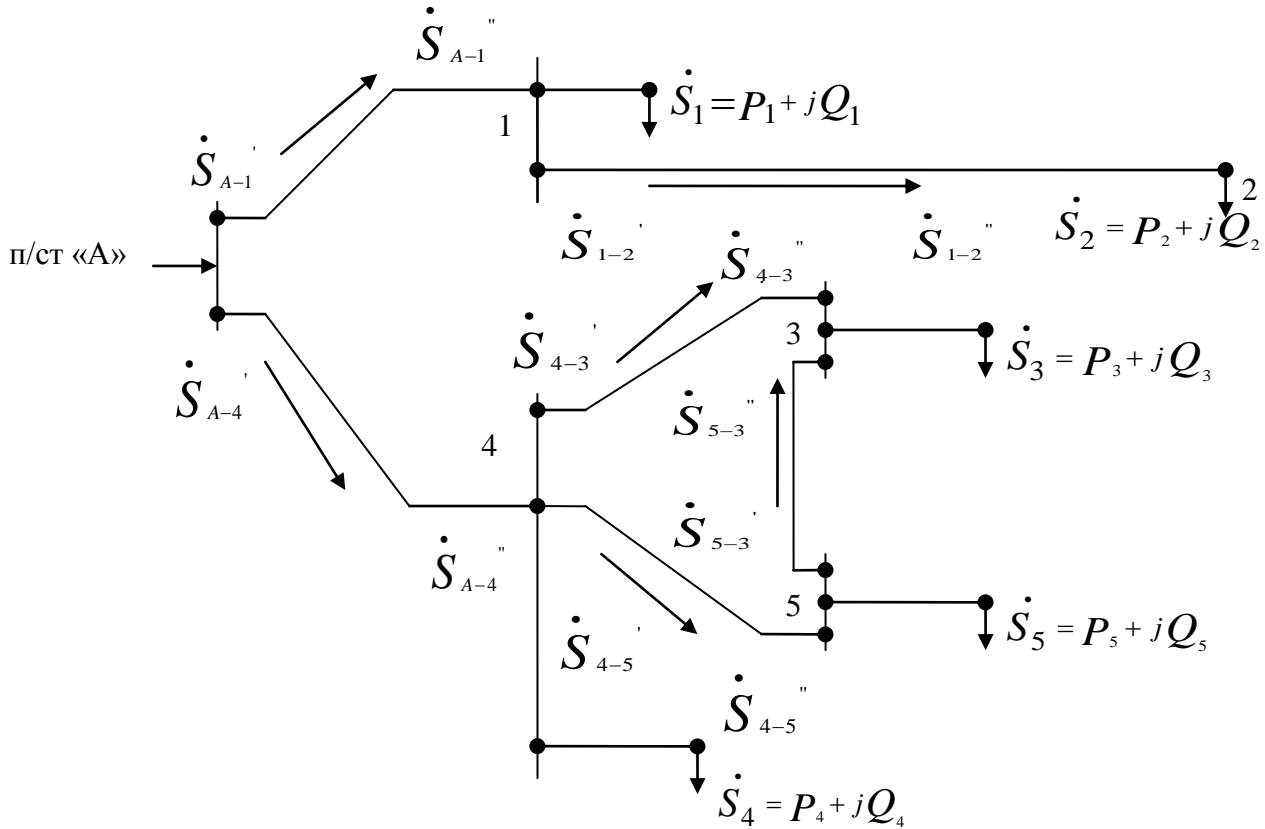


Рисунок 31 - Определение расчетных нагрузок участков и узлов замкнутой сети

Расчетная нагрузка определяется суммированием нагрузок. Потоки мощности, согласно схеме рисунка 31, находятся по выражениям:

$$S_{1-2} = S_{\Sigma 2} = S_2 = P_2 + jQ_2;$$

$$S_{A-1} = S_{\Sigma 1} = S_1 + S_{1-2} = P_{1-2} + jQ_{1-2};$$

$$S_{4-3} = \frac{S_{\Sigma 3} \cdot (l_{4-3} + l_{5-3}) + S_{\Sigma 5} \cdot l_{4-5}}{l_{4-3} + l_{5-3} + l_{4-5}} = P_{4-3} + jQ_{4-3},$$

где $S_{\Sigma 3} = S_3$ – суммарная мощность на шине потребителя 3, МВА;

$S_{\Sigma 5} = S_5$ – суммарная мощность на шине потребителя 5, МВА;

$$S_{4-5} = \sum S_{\Delta i} - S_{4-3} = P_{4-5} + jQ_{4-5};$$

$$S_{5-3} = S_{4-5} - S_{\Sigma 5} = P_{5-3} + jQ_{5-3};$$

$$S_{A-4} = S_{\Sigma 4} = S_{4-3} + S_{4-5} + S_4 = P_{A-4} + jQ_{A-4}.$$

Аналогично могут быть приближенно найдены расчетные нагрузки участков ВЛ и узлов распределительной сети любой другой конфигурации, состоящей из разомкнутых и простейших замкнутых систем.

9.1.4 Выбор напряжения сети и оценка числа ступеней трансформации

На основании оценки расчетных нагрузок производится выбор номинального напряжения отдельных участков в целом и числа ступеней трансформации. Номинальное напряжение $U_{ном}$ линии электрической сети определяется в основном передаваемой активной мощностью P и длиной l .

Так как большинство электроприемников промышленных предприятий выполняются трехфазными, то принимается система электроснабжения переменного тока в трехфазном исполнении. При этом небольшое количество однофазных электроприемников (освещение, нагревательные приборы и т.д.) будут равномерно распределяться по фазам. Электроприемники постоянного тока будут запитаны через выпрямительные устройства. Номинальное напряжение предварительно определяется по формуле Стилла:

$$U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (69)$$

где P - мощность, передаваемая по линии, МВ·А;
 l - длина линии, км.

Опыт проектирования электрических сетей также позволяет рекомендовать для оценки номинального напряжения участка сети использовать данные о наибольших передаваемых мощностях на одну цепь линии и предельных расстояниях передачи, приведенные в таблице 9.

Таблица 9 - Пропускная способность воздушных линий 35÷220 кВ

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельное расстояние передачи, км
35	5÷10	25÷50
110	15÷65	30÷150
150	25÷90	80÷180
220	100÷200	150÷250

В результате оценки рациональных напряжений для отдельных участков цепи и системы напряжений для сети в целом по каждому варианту схемы электрических соединений сети определяется число ступеней трансформации ЭЭ при передаче ее от шин РУ-35÷330 кВ ИП до шин РУ 6÷10 кВ потребителей. Полученные данные позволяют уточнить рассматриваемые варианты схемы конфигурации сети. Расчетные данные по каждому из двух вариантов необходимо свести в таблицу 10.

Таблица 10 - Сведения о расчетных нагрузках, номинальном напряжении воздушных линий и числе ступеней трансформации сети промышленного района

Наименование участка сети							
Протяженность воздушной линии в одном исполнении, км							
Протяженность трассы, км							
Расчетная нагрузка	P, МВт						
	Q, МВАр						
	S, МВА						
Номинальное напряжение участка, кВ							
Число ступеней трансформации							

9.2 Выбор трансформаторов для понижающих подстанций

В процессе проектирования электрической сети определяются назначение и местоположение понижающих подстанций, выбираются число, мощность и тип трансформаторов.

При определении номинальной мощности трансформаторов необходимо в максимальной степени учитывать допустимые систематические и аварийные перегрузки трансформаторов. В целях снижения суммарной установленной трансформаторной мощности в электрической сети, при выполнении курсового проекта конкретные суточные графики активных и реактивных нагрузок пунктов потребления не заданы, поэтому оценить допустимые перегрузки не возможно. Кроме того, отсутствуют исходные данные о числе и мощности отдельных потребителей, присоединенных к различным секциям шин со стороны 6÷10 кВ трансформаторов, поэтому можно исходить из равенства расчетных нагрузок потребителей, присоединенных к различным секциям шин РУ 6÷10 кВ.

Так как нагрузочные пункты состоят из потребителей всех трех категорий, то на понижающих подстанциях каждого пункта необходимо уста-

новить по два трансформатора. Номинальная мощность устанавливаемых трансформаторов определяется по формулам:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\sum i}}{2}; \quad (70)$$

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{0,8 \cdot S_{\sum i}}{k_n}, \quad (71)$$

где $S_{\sum i}$ - полная мощность, приходящая на i -ю подстанцию;

k_n - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийном режиме, $k_n = 1,4$.

Условие нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора проверяется из соотношений соответственно:

$$\frac{0,8 \cdot S_{\sum i}}{2} < 0,7 \cdot S_{\text{ном}} \quad (72)$$

$$0,8 \cdot S_{\sum i} \geq 0,7 \cdot S_{\text{ном}}. \quad (73)$$

Технические данные трансформаторов, выбранных для понижающих подстанций каждого потребителя, заносятся в таблицу 11.

Таблица 11 - Технические характеристики трансформаторов

Наименование понижающих подстанций сети	Тип трансформатора	$U_k, \%$	$\Delta P_{\kappa.з.}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х.х.}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х.х.}}, \%$
Подстанция 1					
Подстанция 2					
Подстанция 3					
Подстанция 4					
Подстанция 5					

В результате выбора числа и мощности трансформаторов уточняются рассматриваемые варианты схем и по каждому из них оцениваются такие показатели, как суммарная установленная мощность в сети.

9.3 Выбор конструктивного исполнения, числа цепей и сечений воздушных линий

Выбор конструктивного исполнения и марок проводов линий электропередачи электрической сети при проектировании производится на ос-

новании данных о расчетных нагрузках отдельных участков, их номинального напряжения и протяженности (таблица 10), а также конкретных условий прокладки трасс.

При решении вопроса о числе цепей ВЛ по условиям обеспечения надежного электроснабжения могут рассматриваться следующие варианты /4/:

- сооружение двухцепной ВЛ или двух одноцепных;
- сооружение двухцепной ВЛ или одноцепной с проводом большего сечения.

Выбор сечения проводов производится по нормируемым обобщенным показателям. Для воздушных линий 35÷220 кВ в качестве такого показателя используется экономическая плотность тока.

Таким образом, сечение проводов рассчитывается по формуле:

$$F_3 = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_3}, \quad (74)$$

где j_3 - экономическая плотность тока; принимается в пределах 1÷1,5 в зависимости от региона и числа часов использования максимума нагрузки, А/мм²;

$I_{\text{норм.}}$ - расчетный ток одной цепи в нормальном режиме максимальных нагрузок, А, определяемый по формуле:

$$I_{\text{норм.}} = \frac{S_{i-j}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (75)$$

где S_{i-j} - расчетная полная мощность, передаваемая по линии, МВА;

U_n - номинальное напряжение линии, кВ;

n – число цепей на одну фазу.

Номинальное сечение воздушной линии принимается равным ближайшему большему из стандартного ряда сечений проводов.

Выбранное сечение проверяется по допустимой токовой нагрузке по нагреву в нормальном и тяжелом послеаварийном режимах максимальной нагрузки и условиям короны:

- для нормального режима:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{норм.}}, \quad (76)$$

где $I_{\text{доп.}}$ – допустимая длительная токовая нагрузка, соответствующая выбранному сечению из стандартного ряда, А;

- для послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп.}} \geq n \cdot I_{\text{норм.}}; \quad (77)$$

- по условиям короны:

$$F_{\text{ном.}} \geq F_{\text{мин.кор.}}, \quad (78)$$

где $F_{\text{мин.кор.}}$ - минимально допустимое сечение короны.

Сечение короны $F_{\text{кор}}$ устанавливается в зависимости от номинального напряжения воздушной линии электропередач $U_{\text{ном.}}$: 110 кВ — 70 мм²; 150 кВ — 120 мм²; 220 кВ — 240 мм²; 330 кВ — 600 мм².

Выбор сечений проводов участков сети для каждого из варианта рекомендуется занести в таблицу 12.

Таблица 12 - Сведения о результатах выбора сечений проводов ВЛ

Наименование участка сети	$I_{\text{норм.}}, A$	$F_{\text{э}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{ном.}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп.}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{мин.кор.}}, \text{мм}^2$

9.4 Выбор рациональной схемы электрической сети на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов

Каждый вариант схемы графически представляется упрощенной расчетной схемой электрических соединений ВЛ и понижающих подстанций. На рисунке 32 представлена полная схема электрических соединений и схема замещения районной сети изображена на рисунке 33, исходные данные и вариант которой изображены на рисунке 30б и рисунке 31.

Для проведения технико-экономических расчетов все сведения о схеме сети рекомендуется представить в виде схемы, на которой указано:

- 1) по узлам схемы:
 - номинальная мощность трансформаторов подстанции $S_{\text{ном.}}$, МВ·А;
 - номинальное напряжение со стороны ВН, СН и НН трансформаторов и на шинах ИП $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{СН}}$, $U_{\text{НН}}$ и $U_{\text{ИП}}$, кВ;
 - расчетные мощности потребителей в режиме наибольших нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности ($P+jQ$), МВА;
 - наименование (номер) подстанции и ИП;
- 2) по ветвям схемы:

- модуль полной мощности S , МВ·А, найденный согласно приближенной оценке потокораспределения в сети;
- число цепей n , марка и сечение провода ВЛ F, мм²;
- протяженность трассы l , км.

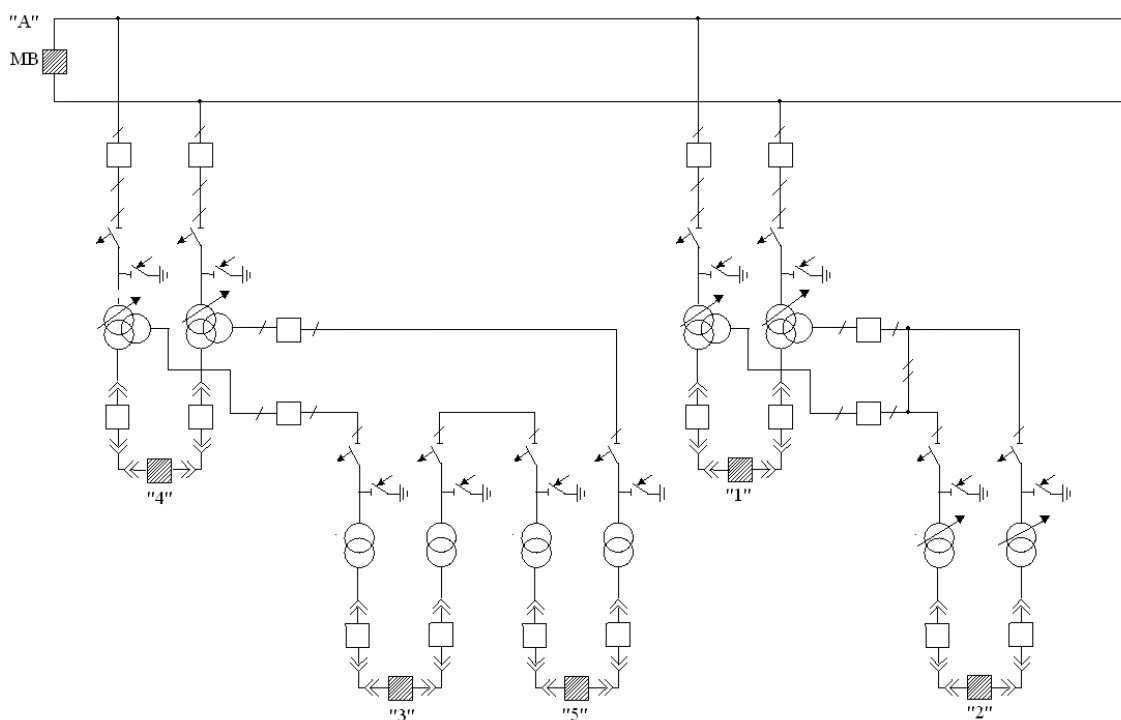


Рисунок 32 – Принципиальная схема электрических соединений сети промышленного района

Сведения о коммутационных аппаратах, устанавливаемых на подстанциях проектируемой сети от шин РУ ИП до шин РУ 6÷10 кВ подстанции потребителей, рекомендуется представлять в табличной форме.

Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на ее сооружение K , ежегодные эксплуатационные издержки I и приведенные народнохозяйственные затраты Z .

Экономическим критерием, по которому определяют оптимальный вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по следующей формуле:

$$Z = p_n \cdot K + I + Y, \quad (79)$$

где K - капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, причем предполагается, что строительство ее продолжается не более одного года, *тенге*;

p_n - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, $p_n = 0,12 \text{ 1/год}$;

- I - ежегодные эксплуатационные расходы, предполагаемые неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации, *тенге/год*;
- $У$ - среднегодовой ущерб из-за недоотпуска электроэнергии, *тенге/год*.

Для электрической сети:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}}, \quad (80)$$

где $K_{\text{л}}$ - капитальные вложения на сооружение линии, определяемые согласно выражению:

$$K_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{л}(n)} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot l, \quad (81)$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ - номер линии в сети одного номинального напряжения;

$K_{\text{л}(n)}$ - укрупненный показатель стоимости для нормальных условий строительства;

$K_{\text{зон}}$ - зональный коэффициент, учитывающий удорожание строительства, $K_{\text{зон}} = 1,1$;

$K_{\text{усл.}}$ - коэффициент, учитывающий удорожание стоимости сооружения ВЛ в особо гололедных районах, $K_{\text{усл.}} = 1,28$;

l - длина линии.

Суммарные капиталовложения на сооружение понижающих подстанций сети, фигурирующие в (80), определяются так:

$$K_{\text{пс}\Sigma} = \sum_{j=1}^t K_{\text{пс}j} \cdot K_{\text{зон}}, \quad (82)$$

где $j = 1, 2, \dots, t$ - номер подстанции;

$K_{\text{зон}}$ - зональный коэффициент, учитывающий удорожание строительства подстанций;

$K_{\text{пс}j}$ - стоимость сооружения j -й подстанции, определяемая выражением:

$$K_{\text{пс}j} = K_{\text{тр}\Sigma} + K_{\text{пу}\Sigma} + K_{\text{дон}\Sigma} + K_{\text{пост}}, \quad (83)$$

где $K_{mp\Sigma}, K_{don\Sigma}$ - суммарные стоимости трансформаторного и дополнительного оборудования;
 $K_{py\Sigma}$ - суммарная стоимость распределительных устройств;
 $K_{пост.}$ - постоянная составляющая затрат на сооружение подстанции.

Суммарные эксплуатационные расходы на амортизацию и обслуживание проектируемой сети определяются в общем случае по формуле:

$$И = И_{л} + И_{н} + И_{\Delta W} = P_{\Sigma л} \cdot K_{л} + P_{\Sigma н} \cdot K_{н} + Z_{ном}, \quad (84)$$

где $P_{\Sigma л}, P_{\Sigma н}$ - ежегодные отчисления на амортизацию и текущий ремонт в относительных единицах, 1/год;
 $Z_{ном}$ - стоимость потерь электроэнергии, определяемая по формуле:

$$Z_{ном} = z \cdot (\Delta W' + \Delta W''), \quad (85)$$

где z - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$\Delta W', \Delta W''$ - потери электроэнергии в трансформаторах и ЛЭП, рассчитываемые согласно выражениям:

$$\Delta W' = \tau \cdot \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{Lj} \right) = \tau \cdot \left(\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot S_p^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \right)_i + \sum_{j=1}^m \left(\frac{r_0 \cdot l_{трас.} \cdot S_{расч.}^2}{U_{ном}^2} \right)_j \right) \quad (86)$$

$$\Delta W'' = 2 \cdot T \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{x.x.j}, \quad (87)$$

где T - число часов в году, $T = 8760$ ч;

τ - время наибольших потерь, определяемое по следующей формуле:

$$\tau = 2 \cdot T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 + \frac{T_{\max}}{8760} - 2 \cdot \frac{P_{\min}}{P_{\max}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}} \right)^2 \quad (88)$$

Среднегодовой ущерб из-за аварийного (вынужденного) нарушения электроснабжения определяется так:

$$Y_{\epsilon} = \omega \cdot T_{\epsilon} \cdot P_{2\max} \cdot \epsilon_{н} \cdot Y_{ов}, \quad (89)$$

где ω - параметр потока отказов (среднее количество отказов за год);
 $T_{\text{в}}$ - среднее время восстановления, лет / отказ;
 $P_{2\text{max}}$ - наибольшая нагрузка нормального режима потребителей второй категории, МВт;
 $\varepsilon_{\text{н}}$ - коэффициент ограничения нагрузки потребителя;
 $U_{\text{ов}}$ - расчетный удельный годовой ущерб из-за вынужденного перерыва электроснабжения, тенге / кВт · год.

Данные для выполнения технико-экономического расчета, т.е. укрупненные показатели стоимости электрических сетей и показатели надежности элементов электрических сетей, рекомендованы в ПГ.

В результате анализа представленных вариантов выбирается вариант, имеющий минимум приведенных затрат.

Все результаты расчета необходимо представить в виде итоговой таблицы.

9.5 Основные технико-экономические показатели электрической энергии

Для выбранного варианта схемы электрической сети определяются технико-экономические показатели электрической энергии.

Себестоимость передачи ЭЭ по линиям $C_{\text{л}}$, $\frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, и сети в целом C , $\frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, определяется по выражениям:

$$C_{\text{л}} = \frac{I_{\text{л}}}{W_{\text{год}}} = \frac{I_{\text{л}}}{P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}}; \quad (90)$$

$$C = \frac{I}{P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}} \quad (91)$$

Удельные капитальные вложения $K_{\text{уд}}$, вычисляются по выражениям:
 - на 1 кВт нагрузки линии:

$$K_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{л}}}{P_{\text{max}}}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт}}; \quad (92)$$

- на 1 кВт нагрузки и на 1 км длины L линии:

$$K'_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{л}}}{P_{\text{max}} \cdot L}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{км}} \quad (93)$$

Технико-экономические показатели сети рекомендуется представить в виде таблицы.

9.6 Определение параметров установившегося режима электрической сети

9.6.1 Общие положения

Под установившимся режимами электрической сети понимаются длительные нормальные и послеаварийные режимы.

Целью расчетов установившихся режимов является определение параметров режима и их анализ на соответствие допустимым значениям.

Исходными данными для режима служат параметры сети: активные и реактивные мощности, потребляемые в узлах сети; напряжение в питающем узле сети.

Расчеты режима электрической сети разделяются на ряд этапов:

- 1) определение параметров схемы замещения электрической сети;
- 2) расчет распределения мощностей по элементам сети;
- 3) расчет режима напряжений в узлах сети.

9.6.2 Составление схемы замещения электрической сети и определение ее параметров

Подготовка схемы замещения электрической сети предполагает выбор схемы замещения и расчет параметров схемы замещения: воздушных линий электропередач, силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Параметры воздушной линии электропередачи рассчитываем по формулам:

- активное сопротивление линии:

$$r_{i-j} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{i-j},$$

где r_0 – погонное активное сопротивление ВЛЭП, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – число проводов в фазе;

- реактивное сопротивление линии:

$$x_{i-j} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l_{i-j},$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление ВЛЭП, Ом/км;

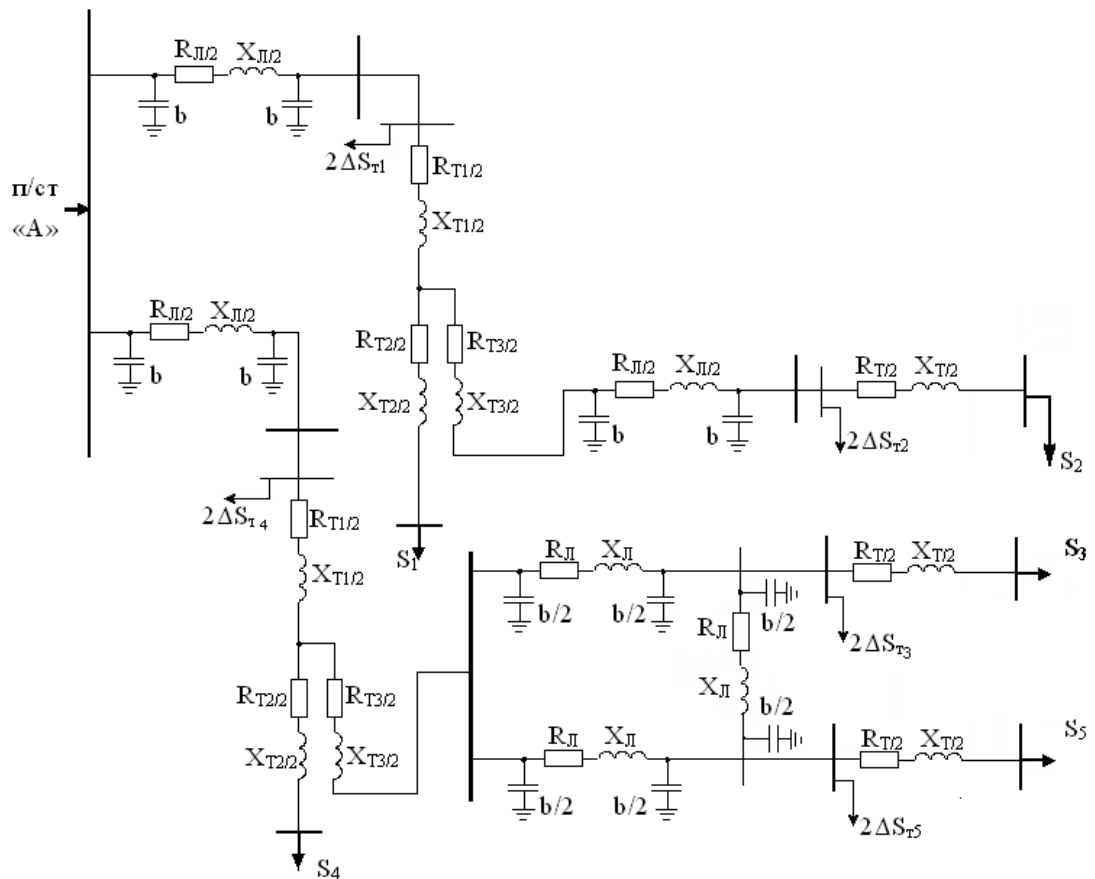


Рисунок 33 – Схема замещения сети промышленного района

- проводимость линии:

$$b_{i-j} = n \cdot b_0 \cdot l_{i-j},$$

где b_0 - емкостная проводимость линии См/км;

- реактивная мощность, генерируемая линией:

$$Q_{i-j} = \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{i-j};$$

Потери мощности в обмотках и сопротивления трансформаторов определим по следующим выражениям:

- потери активной мощности:

$$\Delta P = 2 \cdot \Delta P_{x.x.} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_p^2}{S_{ном}^2},$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_p - расчетная мощность потребителя подстанции, МВА;

ΔP_{κ} - потери активной мощности короткого замыкания, кВт;

$\Delta P_{x.x.}$ - потери активной мощности холостого хода, кВт;

- потери реактивной мощности:

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot I_{x.x.} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\kappa.з.} \cdot S_p^2}{100 \cdot S_{ном.}},$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{\kappa.з.}$ - напряжение короткого замыкания, %;

- активное сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_n^2}{2 \cdot S_n^2};$$

- реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{\kappa.з.} \cdot U_n^2}{2 \cdot 100 \cdot S_n}.$$

Расчет установившегося режима электрической сети.

Расчет разомкнутой электрической сети напряжением от 110 кВ и разобран в пункте 5.2 (пример 5.1).

Расчет режима кольцевой сети приведен в пункте 5.3 настоящего пособия (пример 5.3).

9.7 Потребление активной мощности и реактивной мощности. Баланс мощностей

При проектировании районной электрической сети, предполагается, что установленная мощность генераторов системы достаточна для покрытия потребностей в активной мощности района, т.е. баланс активной мощности в системе обеспечен. Выдаваемая в сеть активная мощность генераторов энергосистемы определяется выражением:

$$\sum P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} + (0,05 \div 0,075) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (94)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ - суммарная активная мощность генераторов электростанций системы, отдаваемая в проектируемую сеть, МВт;

P_{ni} – наибольшая активная мощность i -го пункта потребления электроэнергии $i=1, 2, \dots, n$; МВт,

где n – число пунктов в сети.

В выражении (94) правой части первое слагаемое представляет сумму заданных наибольших нагрузок пунктов потребления сети с учетом возможности часов по времени суток наибольших нагрузок ($K_{pn}=0,9$), второе слагаемое — суммарные потери активной мощности в элементах сети, которое составляет $5 \div 7,5\%$ от суммы заданных наибольших нагрузок пунктов потребления.

При оценке требуемой активной мощности генераторов системы для проектируемой сети дополнительно следует учитывать мощности резерва и собственных нужд электростанций, которые вместе составляют в среднем около 20% от суммарной активной мощности, выдаваемой в сеть.

Баланс реактивной мощности или необходимость в дополнительных источниках, для его обеспечения устанавливается при учебном проектировании приближенно, до выбора схемы районной сети по результатам технико-экономического расчета на основе приближенной оценки возможных составляющих баланса реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности определяется уравнением:

$$\sum Q_r + \sum_{j=1}^m Q_{lj} + \sum_{i=1}^n Q_{ky} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{lj} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{т.к.}, \quad (95)$$

где $\sum Q_r$ – располагаемая реактивная мощность источников системы, МВАр;

Q_{lj} – реактивная мощность, генерируемая j -м участком сети, МВАр;
 $j=1, \dots, m$ – число участков в проектируемой сети;

Q_{kyi} – мощность компенсирующих устройств, необходимых к установке в i -м пункте потребления сети, МВАр;
 $i=1, \dots, n$ – число пунктов сети;

Q_{ni} – наибольшая реактивная мощность i -го пункта потребления электроэнергии сети, МВАр;

ΔQ_{lj} – потери реактивной мощности в участке сети;

$\Delta Q_{т.к.}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах и подстанций сети, МВАр;

$k=1, \dots, l$ – число подстанций в проектируемой сети (в общем случае число подстанций может отличаться от числа пунктов потребления электроэнергии);

m – число ступеней трансформации энергии в проектируемой сети.

Располагаемая реактивная мощность источников системы определяется заданием.

Реактивная мощность, генерируемая линиями электрической сети, может быть оценена приближенно по следующим удельным показателям одноцепных линий в зависимости от напряжения: 35кВ — 3кВАр/км; 110кВ — 30кВАр/км; 150 кВ — 60кВАр/км; 220кВ — 130кВАр/км.

Суммарная наибольшая реактивная (мощность) нагрузка определяется с учетом возможности несовпадения по времени суток реактивных нагрузок отдельных пунктов потребления ЭЭ ($K_{рм}=0,95$).

Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях воздушных линий (ВЛ) оценивается приближенно по величинам модуля полной передаваемой по линии мощности $S_{Л}$ и составляет в зависимости от напряжения: при 35кВ $(0,01 \div 0,02) \cdot S_{Л}$; 110кВ $(0,04 \div 0,06) \cdot S_{Л}$; 150кВ $(0,07 \div 0,1) \cdot S_{Л}$; 220кВ $(0,15 \div 0,2) \cdot S_{Л}$. Как показали исследования для энергосистем, не имеющих линий 330кВ и выше, при ориентировочных расчетах допускается принимать, что потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях ВЛ и генерация реактивной мощности этими линиями в период наибольших нагрузок взаимно компенсируются. Таким образом, при составлении приближенного баланса реактивной мощности в проектируемой

сети составляющими уравнения (95) $\sum_{j=1}^m Q_{лj}$ и $\sum_{j=1}^m \Delta Q_{лj}$ можно пренебречь, так как они взаимно компенсируются.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют основную часть потерь реактивной мощности электрической сети. Учитывая, что при передаче от районных электростанций (ГРЭС) или подстанций энергосистемы до шин 6÷10 кВ потребителей энергия претерпевает несколько ступеней трансформации (не менее двух-трех соответственно), следует полагать, что потери реактивной мощности в трансформаторах могут достигать больших величин.

Для двухобмоточных трансформаторов потери реактивных мощностей составляют:

$$\Delta Q_T = (0,12 - 0,14) \cdot n \cdot S_{ном}, \quad (96)$$

а с учетом того, что в нормальном режиме нагрузка трансформатора не достигает номинальной мощности, потери реактивной мощности оказываются меньшими или приближенно составляют:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot n \cdot S_{ном}, \quad (97)$$

где n — число трансформаторов.

При составлении приближенного баланса реактивной мощности до выбора типа и мощности трансформаторов понижающих подстанций проектируемой сети суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах можно определить по выражению:

$$\sum_{k=1}^l \Delta Q_{\tau} = 0,1 \sum_{i=1}^n S_{ni} \approx 0,1 \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{ni}\right)^2}, \quad (98)$$

а в сетях с несколькими ступенями трансформации m потери реактивной мощности, вычисленные по выражению (96), увеличиваются в m раз.

Мощность компенсирующих устройств, необходимых к установке в сети для обеспечения баланса реактивной мощности, определяется на основании уравнения (95) по найденным приближенно составляющим баланса:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n Q_{kui} &\approx 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{lj} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\tau.k.} - \sum Q_{\Gamma} - \sum_{j=1}^m Q_{lj} \approx \\ &\approx 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\tau.k.} - \sum Q_{\Gamma}. \end{aligned} \quad (99)$$

При проектировании заданную нагрузку пункта потребления энергии ($S_{ni} = P_{ni} + jQ_{ni}$) допускается считать распределенной поровну между секциями шин 6÷10 кВ понижающей подстанции, питающей данную нагрузку, тогда необходимую мощность КУ следует также распределить поровну между секциями шин 6÷10 кВ и, если выполняется условие:

$$\frac{Q_{kui}}{2} < 10 \text{ МВАр}, \quad (100)$$

то экономически целесообразно следует считать установку батарей конденсаторов (в противном случае можно считать целесообразным и установку синхронных компенсаторов). В курсовом проекте распределительная сеть 6÷10 кВ потребителей не рассматривается, поэтому условно принимается установка КУ на сборных шинах 6÷10 кВ понижающих подстанций районной сети.

На основании потребной мощности КУ в каждом пункте сети производится выбор числа и мощности комплексных конденсаторных установок или синхронных компенсаторов:

$$Q_{\text{ном } kui} \leq (1,0 \div 1,1) \cdot Q_{kui}. \quad (101)$$

В результате выбора мощности, типа и места расположения КУ определяются расчетные нагрузки:

$$S_{ni} = P_{ni} + j(Q_{ni} - Q_{ном\ кyi}) \quad (102)$$

9.8 Выбор средств регулирования напряжения в электрической сети

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения потребителей электроэнергии, значения напряжения в проектируемой сети должны быть в определенных пределах. Допустимый режим напряжения может быть обеспечен применением специальных устройств, позволяющих регулировать напряжение в разных точках сети.

Регулирование напряжения может осуществляться на шинах источников питания и на шинах приемных подстанций.

Устройство регулирования напряжения должно обеспечить поддержание на шинах вторичного напряжения подстанций, к которым присоединены распределительные сети в пределах $1,05 \cdot U_{ном}$ в период максимальных нагрузок и не выше $1,0 \cdot U_{ном}$ в период минимальных нагрузок. В качестве основных средств регулирования напряжения при выполнении проекта принимаются трансформаторы с автоматическим переключением ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН).

Последовательность расчета выбора ответвлений на стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов приведена в разделе 7 пособия (пример 7.1).

Глоссарий

№	Понятие	Характеристика
1	Абонент	Потребитель электрической энергии, энергоустановки которого присоединены к сетям энергосберегающей организации
2	Аварийный режим работы электростанции	Состояние, при котором электростанция не способна вырабатывать электрическую энергию с установленными в нормативно-технической документации мощностью и (или) показателями качества
3	Аварийный режим трансформатора	Режим работы, при котором напряжение или ток обмотки, или части обмотки таковы, что при достаточной продолжительности это угрожает повреждением или разрушением трансформатора
4	Аварийный режим мощности энергосистемы	Резерв мощности, необходимый для выполнения аварийного понижения генерирующей мощности в энергосистеме
5	Автотрансформатор	Трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть
6	Аккумуляторная батарея	Электрически соединенные между собой аккумуляторы, оснащенные выводами и заключенные, как правило, в одном корпусе
7	Активная цепь	Электрическая цепь, содержащая источники электрической энергии
8	Анализ качества электрической энергии	Установление причин несоответствия качества электрической энергии установленным значениям
9	Арматура изолятора	Часть изолятора, предназначенная для механического крепления к электроустановкам или объектам
10	Асинхронный режим работы энергосистемы	Переходной режим, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы
11	Базисный режим электростанции	Режим работы электростанции с заданной, практически постоянной мощностью в течение установленного интервала времени
12	Баланс мощности энергосистемы	Система показателей, характеризующая соответствие суммы значений нагрузки и потребной резервной мощности величине располагаемой мощности энергосистемы
13	Баланс электроэнер-	Система показателей, характеризующая со-

	гии энергосистемы	ответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем
14	Вводно-распределительное устройство	Совокупность конструкций, аппаратов и приборов, устанавливаемых на вводе питающей линии в здание или в его обособленную часть, а также на отходящих от него линиях
15	Ветвь электрической цепи	Участок электрической цепи, вдоль которого протекает один и тот же ток
16	Включенная мощность энергосистемы	Суммарная располагаемая мощность генераторов энергосистемы, находящихся в данный момент в работе
17	Включенный резерв мощности энергосистемы	Резервная мощность работающих в данное время агрегатов, которая практически может быть использована немедленно
18	Воздушная линия электропередачи	Линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов
19	Воздушный трансформатор	Сухой негерметичный трансформатор, в котором основной изолирующей и охлаждающей средой служит атмосферный воздух
20	Выключатель	Контактный коммутационный аппарат, способный включать, проводит и отключать токи при нормальных условиях в цепи, а также включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных ненормальных условиях в цепи, таких как короткое замыкание
21	Генератор	Машина, преобразующая механическую энергию в электрическую
22	Гирлянда изоляторов	Устройство из двух или более подвесных изоляторов, предназначенных для гибкого соединения проводов воздушной линии электропередачи
23	График нагрузки	Кривая изменения во времени нагрузки энергоустановки потребителя
24	Грозозащитный трос	Проводник, заземленный непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами воздушной линии электропередачи или подстанции и

		предназначенный для защиты их от поражения молнией
25	Группа соединений обмоток трансформатора	Угловое смещение векторов линейных электродвижущих сил обмоток среднего и низшего напряжений по отношению к векторам соответствующих электродвижущих сил обмотки высшего напряжения
26	Дефицит мощности энергосистемы	Недостаток мощности в энергосистеме, равный разности между требуемой мощностью энергосистемы при нормальных показателях качества электроэнергии и рабочей мощностью в данный момент времени с учетом перетоков мощности
27	Дефицит располагаемой мощности энергосистемы	Недостаток мощности в энергосистеме, равный разности между максимальной нагрузкой с потребным полным резервом с одной стороны и располагаемой мощностью с учетом перетоков – с другой
28	Добавочные потери в токоведущих частях	Потери токов, наведенных полем рассеяния в токоведущих частях трансформатора
29	Добавочные потери в элементах конструкции	Потери от гистерезиса и вихревых токов, возникающие в металлических деталях трансформатора от воздействия поля рассеяния
30	Допустимая перегрузка	Перегрузка трансформатора, разрешенная нормативным документом
31	Единая энергосистема	Совокупность объединенных энергосистем, соединенных межсистемными связями, охватывающая значительную часть территории страны при общем режиме работы и имеющая диспетчерское управление
32	Закрытое распределительное устройство	Электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено в помещении
33	Замкнутая электросеть	Электросеть, каждая линия электропередачи которой входит хотя бы в один замкнутый контур
34	Зона влияния электрического поля	Пространство, где напряженность электрического поля частотой 50 Гц более 5 кВ/м
35	Изолированная или неэффективно заземленная система	Система, у которой ни одна точка не заземлена или у которой одна точка, как правило, нейтраль (в системах переменного тока) или средняя точка (в системах постоянного тока) соединена с землей через ограничивающий резистор

36	Кабельная линия электропередачи	Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции
37	Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям
38	Коммутационный электрический аппарат	Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрических цепей и проведения тока
39	Короткое замыкание	Непредвиденное нормальными условиями работы системы соединение между фазами или между фазами и землей, являющееся следствием нарушения изоляции фаз
40	Коэффициент мощности	Отношение активной мощности к полной
41	Максимум нагрузки энергоустановки	Наибольшее значение нагрузки энергоустановки потребителя за установленный интервал времени
42	Межсистемный переток	Мощность, передаваемая по межсистемным связям
43	Нагрузка	Устройство, потребляющее мощность или мощность, потребляемая устройством
44	Небаланс напряжений (токов)	Отличие по модулю значения хотя бы одного из фазных или линейных напряжений (токов) многофазной системы электроснабжения от значений напряжений (токов) других фаз
45	Номинальный режим работы энергосистемы	Режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электрической энергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах
46	Объединенная энергосистема	Совокупность нескольких энергетических систем, объединенных общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление как высшую ступень управления по отношению к диспетчерским управлениям входящих в нее энергосистем
47	Открытая подстанция	Электрическая подстанция, оборудование которой расположено на открытом воздухе
48	Открытое распределительное устройство	Электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе
49	Падение напряжения	Напряжение на участке электрической цепи или ее элементе
50	Переходной режим	Режим работы энергосистемы, при котором

	энергосистемы	скорости изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при рассмотрении конкретных практических задач
51	Потери	Разность между потребляемой мощностью и полезной мощностью какой-либо системы или устройства
52	Потеря напряжения в системе электро-снабжения	Величина, равная разности между установленными значениями действующего напряжения, измеренными в двух точках системы электроснабжения
53	Принципиальная электрическая схема подстанции	Схема, отображающая состав оборудования и его связи, дающая представление о принципе работы электрической части подстанции
54	Распределительная электрическая сеть	Электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления
55	Регулирование напряжения трансформатора	Изменение в соответствии с заданным режимом или стабилизация напряжения одной или более обмоток при помощи специального устройства

Список литературы

1. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструирование и механический расчет линий электропередачи. - Л.: Энергия, 1970 – 392 с.
2. Михалков А.В. Электрические сети и системы в примерах и задачах. Учеб. пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. - М.: Энергия, 1967 – 160 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 592 с.
4. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4÷35 кВ и 110÷1150 кВ. 6 т. – М.: Папирус Про, 1999.
5. Электрическая часть электрических станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
6. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А.Герасименко, В.Т.Федин.- Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006 – 720 с.
7. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения. Изд. 3-е перер. И доп. - М.: Энергия, 1971 – 56 с.
8. Веников В.А. Расчеты и анализ режимов работы сетей. Учебное пособие для вузов. - М.: Энергия, 1974.- 336 с
9. Веников В.А. Режимы работы эл.систем и сетей. Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1975.- 344 с.
10. Цигельман Е.В., Тульчин И.К. Электроснабжение, эл.сети и освещение. - М: «Высшая школа», 1969.-438 с.
11. Железко Ю.С. Расчет, анализ, и нормирование потерь эл.энергии в эл.сетях. Руководство для практических расчетов. - Изд-во НЦ, ЭНАС, 2004, 280 с.
12. Кужеков С.Л., Гончаров С.В. Городские сети. Уч.пособие. - Ростов н/Д. Изд.центр «Март», 2001. - 256 с.
13. Кужеков С.Л., Гончаров С.В. Практическое пособие по эл.сетям и эл. оборудование. - «Феникс», Ростов н/Д. Изд.центр «Март», 2008. - 492 с.
14. Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т./ под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
15. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное электронное текстовое издание. - Екатеринбург: Издательство ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2005. – 52 с.

Приложение А
Техническо-эксплуатационные характеристики линий электропередач

Таблица А1 - Расчетные данные ВЛ 220-1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	t ₀ , Ом, при +20 °С	220 кВ			330 кВ			500 кВ			750 кВ			1150 кВ					
			x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , МВАр	D _{ср} =15 м			D _{ср} =24,2 м		
															x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ СМ	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	x ₀ , Ом	q ₀ , МВАр
240/32	1	12,1	43,5	2,60	13,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	6,0	-	-	-	33,1	3,38	40,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
240/39	11	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,3	5,95	786,9	-	-	-
249/56	5	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,8	3,76	211,5	-	-	-	-	-	-
300/39	1	9,8	42,9	2,64	14,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	4,8	-	-	-	32,8	3,41	40,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300/48	8	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,6	4,43	585,9
300/66	3	3,4	-	-	-	-	-	-	31,0	3,97	99,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,8	4,11	231,2	-	-	-	-	-	-
330/43	3	2,9	-	-	-	-	-	-	30,8	3,60	90,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	8	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,0	4,38	579,3
400/51	1	7,5	42,0	2,70	14,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	3,75	-	-	-	32,3	3,46	41,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	2,5	-	-	-	-	-	-	30,6	3,62	90,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,6	4,13	232,3	-	-	-	-	-	-
400/93	4	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,9	4,13	232,3	-	-	-	-	-	-
500/64	1	6,0	41,3	2,74	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	3,0	-	-	-	32,0	3,50	42,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	2,0	-	-	-	-	-	-	30,4	3,64	91,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,3	3,9	219,4	-	-	-	-	-	-

Таблица А2 – Расчетные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом, при +20°C	35 кВ	110 кВ			150 кВ		
		x ₀ , Ом	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	46,0	2,46	5,50
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	45,0	2,52	5,70
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,80
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	43,4	2,61	5,90
185/29	16,2	-	41,3	2,75	3,70	42,9	2,645	5,95
240/32	12,0	-	40,5	2,81	3,75	42,0	2,70	6,10

Таблица А3 – Потери на корону в ВЛ 220-1150 кВ

Напряже-ние ВЛ, кВ	Номинальное сечение, мм ²	Коли-чество проводов в фазе	ΔW_k max., тыс. кВтч/км	ΔW_k min., тыс. кВтч/км	ΔP_k max., кВт/км	ΔP_k min., кВт/км
220	240/32	1	24	18	2,7	2,0
	300/39	1	22	16	2,5	1,8
	400/51	1	15	11	1,7	1,3
	500/64	1	13	9	1,5	1,0
330	240/32	2	38	28	4,3	3,2
	300/39	2	30	22	3,4	2,5
	400/51	2	23	16	2,6	1,8
	500/64	2	17	12	1,9	1,4
500	300/43	3	70	50	8,0	5,7
	400/51	3	60	44	6,2	5,0
	500/64	3	43	30	4,9	3,4
750	240/56	5	140		16,0	
	300/66	5	120		13,7	
	400/22	5	100		11,4	
	400/51	5	95		10,8	
	400/93	4	160		18,3	
	500/64	4	145		16,6	
1150	240/39	11	360		41,1	
	330/43	8	240		27,4	

Примечание. Минимальные потери соответствуют условиям ОЭС Северного Казахстана, максимальные – ОЭС Сибири, для других ОЭС следует принимать промежуточные значения.

Таблица А4 – Экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35 – 750 кВ для объединенных энергосистем европейской зоны ЕЭС (при полной номенклатуре сечений)

Напряжение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Одноцепные	Железобетон	I-II	-	100	155	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	95	140	200	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	70	125	135	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	115	125	200	-	-	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	80	115	170	180	-	-	-	-	-
			III-IV	65	90	165	180	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	75	125	140	180	-	-	-	-	-
			III-IV	55	100	120	180	-	-	-	-	-
110	Одноцепные	Железобетон	I-II	55	-	135	185	220	370	-	-	-
			III-IV	-	-	125	150	230	370	-	-	-
		Сталь	I-II	55	115	-	185	215	370	-	-	-
			III-IV	-	85	110	165	200	370	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	65	105	150	190	215	340	-	-	-
			III-IV	55	80	150	170	210	340	-	-	-
		Сталь	I-II	60	115	-	205	220	340	-	-	-
			III-IV	45	90	110	180	210	340	-	-	-
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	280	385	480	-
	Двухцепные	То же	I-IV	-	-	-	-	-	305	375	460	-
330	Одноцепные	« «	I-IV	-	-	-	-	-	500	800	940	1350
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1120	1545	2000
750	«	Сталь	II-IV	-	-	-	-	-	-	1620	Свыше 1620	-

Таблица А5 – Экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35 – 750 кВ для
ОЭС Урала, Казахстана и редней Азии (при полной номенклатуре сечений)

Напряжение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Одноцепные	Железобетон	I-II	-	110	170	220	-	-	-	-	-
			III-IV	-	90	160	220	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	85	130	150	220	-	-	-	-	-
			III-IV	-	110	140	220	-	-	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	100	130	185	200	-	-	-	-	-
			III-IV	85	95	180	200	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	95	145	150	200	-	-	-	-	-
			III-IV	70	100	135	200	-	-	-	-	-
110	Одноцепные	Железобетон	I-II	55	-	150	200	235	400	-	-	-
			III-IV	-	-	140	160	250	400	-	-	-
		Сталь	I-II	55	120	-	200	230	400	-	-	-
			III-IV	-	95	115	175	215	400	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	65	110	165	205	230	380	-	-	-
			III-IV	55	85	160	190	225	380	-	-	-
		Сталь	I-II	65	125	-	225	240	380	-	-	-
			III-IV	45	100	120	195	230	380	-	-	-
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	305	420	520	-
	Двухцепные	То же	I-IV	-	-	-	-	-	330	405	495	-
330	Одноцепные	« «	I-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1190	1640	2150
750	«	Сталь	II-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица А6 – Экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35 – 750 кВ ОЭС Сибири (при полной номенклатуре сечений)

Напряжение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Одноцепные	Железобетон	I-II	-	100	165	250	-	-	-	-	-
			III-IV	-	90	155	250	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	75	120	145	250	-	-	-	-	-
			III-IV	-	105	135	250	-	-	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	80	150	220	230	-	-	-	-	-
			III-IV	75	110	210	230	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	75	165	175	230	-	-	-	-	-
			III-IV	65	115	160	230	-	-	-	-	-
110	Одноцепные	Железобетон	I-II	50	-	165	230	270	450	-	-	-
			III-IV	-	-	155	175	285	450	-	-	-
		Сталь	I-II	55	135	-	230	265	450	-	-	-
			III-IV	-	100	125	200	240	450	-	-	-
	Двухцепные	Железобетон	I-II	70	125	190	240	265	430	-	-	-
			III-IV	55	85	185	215	250	430	-	-	-
		Сталь	I-II	70	140	-	265	270	430	-	-	-
			III-IV	40	105	130	225	260	430	-	-	-
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	380	515	630	-
	Двухцепные	То же	I-IV	-	-	-	-	-	385	490	595	-
330	Одноцепные	« «	I-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1450	2040	2600
750	«	Сталь	II-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица А7 – Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминевых 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 помеще-ний	Внутри помеще-ний	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 $U=1,05U_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$.

Таблица А8 – Поправочные коэффициенты на температуру

Расчетная температура воздуха, °С	Нормируемая температура провода, °С	Поправочные коэффициенты на температуру воздуха, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+25	+70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Приложение Б
Технико-эксплуатационные характеристики силовых трансформаторов и
автотрансформаторов

Таблица Б1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

11	S _{ном.} МВА	Пределы регу- лирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _к , кВт	I _к , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _к , кВАр
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2*1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	2,6;3,1	0,7	2,4	127;148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	3,7;4,2	1,0	2,3	72;82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	±6*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	7,6;8,5	1,9	2,0	23,5;26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6*1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9;14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6*1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5;18	3,6	1,4	7,9;8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6*1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5;26	5,1	1,1	11,2;12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6*1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6*1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6*1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2*2,5%	38,5	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9*1,3%	36,75	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8*1,5%	36,75	6,3;10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2*2,5%	38,5	6,3;10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примечания.

1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ.
2. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ ±2*2,5% на стороне ВН.

Таблица Б2 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

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

Примечания.

1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН.
2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВА – с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

Таблица Б3 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожные данные					
		U _{ном} , обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТМТН-63000/110	6,3	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11;38,5	6,6;11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5;27,5	6,6;11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11;22;38, 5	6,6;11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5;35,5	6,6;11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦНТ)	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6;11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔРк, кВт	Рк, кВт	I _к , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQх, кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-63000/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	225
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦНТ)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (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 ±9*1,78% в нейтрали ВН за исключением трансформатора ТНДТЖ-40000 с РНП±8*1,5% на ВН.

Таблица Б4 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип	S _{ном.} МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные						Расчетные дан- ные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТДН-16000/150	16	±8*1,5%	158	6,6;11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8*1,5%	158	6,3/6,3;6,3/10,510,5/10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8*1,5%	158	6,3/6,3;6,3/10,510,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ (ТДЦ)-250000/150	250	-	165	10,5;13,8;15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН(трансформаторы 16-63 МВА) или ПБВ (трансформаторы 250 МВА).

Таблица Б5 - Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип	Sном, МВА	Пределы регули- рования	Каталожные данные					
			Uном, обмоток, кВ			Uк, %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-16000/150	16	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	±8*1,5%	158	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	±4*2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQх, кВАр
	ΔРк, кВт			ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом			Xт, Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	96	-	-	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	-	-	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	-	-	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Таблица Б6 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	$\Delta P_{к-}$, кВт	$\Delta P_{х-}$, кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	$\Delta Q_{х-}$, кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/220	40	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН- 63000/220	63	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ- 80000/220	80	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН- 100000/220	100	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ- 125000/220	125	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН- 160000/220	160	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ- 200000/220	200	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ- 250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	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

Примечания.

1. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН.

2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица Б7 - Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
			U _{ном} , обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 25000/220	25	±12*1%	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ- 25000/220	25	±8*1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11;27,5	12,5	20	6,5
ТДТН- 40000/220	40	±12*1%	230	38,5	6,6;11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ- 40000/220	40	±8*1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11;27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН- 63000/220/110	63	±6*2%	230	121	6,6;11;27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН- 125000/220/110	125	±6*2%	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28
АТДЦТН- 200000/220/110	200	±6*2%	230	121	6,6;11;15,75;38,5	11	32	20
АТДЦТН- 250000/220/110	250	±6*2%	230	121	10,5;38,5	11,5	33,4	20,8

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQх, кВАр
	ΔРк, кВт			ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом			Xт, Ом			
	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

Примечания.

1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50% от номинальной.
2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (±8*1,5%; ±12*1%) или на стороне СН.

Таблица Б8 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Преде- лы ре- гули- рования	Каталожные данные						Расчетные дан- ные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8*1,5%	330	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	±1,5%	330	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	-	347	10,5;13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	-	347	13,8;15,75;18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДС-250000/330	250	-	347	13,8;15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	-	347	15,75;20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	-	347	15,75;20;24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	-	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	-	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблица Б9 - Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожные данные								
		U _{ном} , обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3;10,5; 15,75;38,5	10	35	24	370	-	-
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6;10,5;38,5	10	34	22,5	600	-	-
АТДЦТН-250000/330/110	250	330	158	10,5;38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦТН-240000/330/110	240	330	242	11;38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/560	260	250
АТДЦН-400000/330/110	400	330	-	165	-	11,3	-	-	750	-
АОДЦТН-133000/330/220	133	330/√3	230/√3	10,5;38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Таблица Б10 - Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные			
	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом			X_t , Ом			ΔQ_x , кВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/110	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/110	130	0,5	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1	1200
АТДЦН-400000/330/110	180	0,3	0,51	-	0,51	-	0	30,8	1200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания.

1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50% номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 250, 240 и 133 МВА, для которых она составляет 40 и 25% номинальной соответственно.
2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН $\pm 6 \cdot 2\%$, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВА, который регулирования не имеет.

Таблица Б11 - Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500-750 кВ (без регулирования напряжения)

Тип	$S_{ном.}$, МВА	Каталожные данные						Расчетные данные(на три фазы)		
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{к.}$, кВт	I_k , %	R_t , Ом	X_t , Ом	ΔQ_k , кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75;20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20;24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500*	533	$525/\sqrt{3}$	15,75;24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750*	417	$787/\sqrt{3}$	20;24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

*Обмотка НН выполняется расщепленной на две мощностью 50% каждая.

Таблица Б12 - Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500-750-1150 кВ

Тип	S _{ном.} МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
			U _{ном.} обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН- 250000/500/110	250	±8*1,4%	500	121	11;38,5	100	100	40
АТДЦТН- 500000/500/220	500	+8*1% -8*1,25%	500	-	230	100	-	100
АОДЦТН- 167000/500/220	167	±6*2,1%	500/√3	230/√3	11;13,8;15,75;20;38,5	100	100	30;40; 50
АОДЦТН- 167000/500/220	167	±8*1,5%	500/√3	330/√3	10,5;38,7	100	100	20
АОДЦТН- 267000/500/220	267	±8*1,4%	500/√3	230/√3	10,5;15,5; 20,2; 38,6	100	100	25;30; 45
АОДЦТН- 267000/750/220	267	±10% наСН	750/√3	230/√3	10,5	100	100	30
АОДЦТН- 333000/750/330	333	±10% наСН	750/√3	330/√3	15,75	100	100	36
АОДЦТН- 417000/750/500	417	±5% наВН	750/√3	500/√3	10,5;15,75	100	100	12;8
АОДЦТ- 667000/1150/500	667	-	1150/√3	500/√3	20	100	100	27

Тип	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)						
	U _к , %			ΔP _к ВН- СН, кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом			X _г , Ом			ΔQ _х , кВАр
	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 250000/500/110: выпуска до 1985г. после 1985г.	10,5 13	24 33	13,0 18,5	550 640	270230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН- 500000/500/220	11,5	-	-	1050	230	0,3	1,05 0,65	1,05 0,32	- 2,8	57,5	0	-	1500
АОДЦТН- 167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,58 0,66	0,39 0,31	2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН- 167000/500/220	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН- 267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12;0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН- 267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН- 333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН- 417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ- 667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

Приложение В
Технико-экономические показатели

Таблица В1 – Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры с учетом по данным НДС

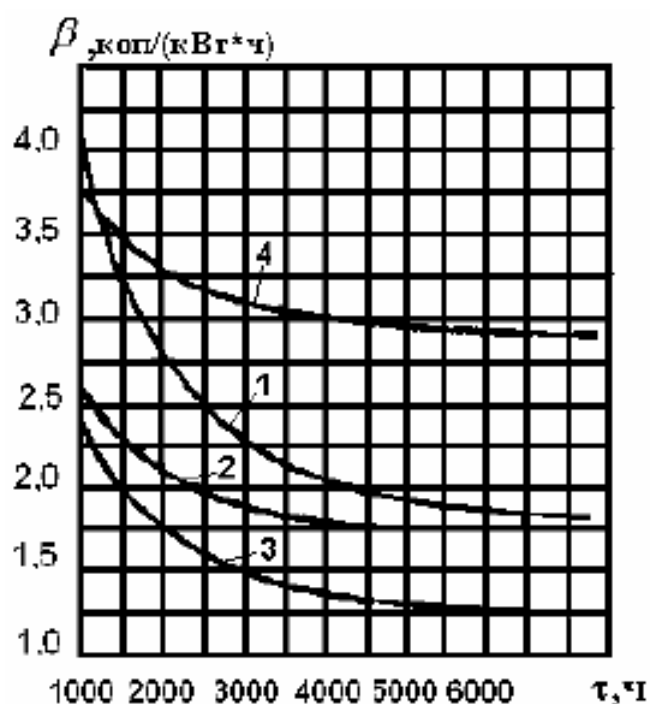
Отрасль	Капитальные вложения (по отношению к уровню сметных цен на 01.01.1991 г.)				
	сентябрь 2002 г.	декабрь 2002 г.	март 2003 г.	июнь 2003 г.	сентябрь 2003 г.
Экономика в целом	26,543	27,164	27,937	28,790	29,547
Электроэнергетика	30,051	30,978	31,702	32,635	33,560
Отрасль	Строительно-монтажные работы (по отношению к уровню сметных цен на 01.01.1991 г.)				
	сентябрь 2002 г.	декабрь 2002 г.	март 2003 г.	июнь 2003 г.	сентябрь 2003 г.
Экономика в целом	24,076	25,103	26,192	26,994	27,726
Электроэнергетика	27,754	28,962	30,205	31,201	32,141
Отрасль	Технологическое оборудование (по отношению к уровню сметных цен на 01.01.1991 г.)				
	сентябрь 2002 г.	декабрь 2002 г.	март 2003 г.	июнь 2003 г.	сентябрь 2003 г.
Экономика в целом	30,320	30,784	31,511	32,047	32,797
Электроэнергетика	34,811	35,243	36,410	36,920	37,636
Отрасль	Прочие работы (по отношению к уровню сметных цен на 01.01.1991 г.)				
	сентябрь 2002 г.	декабрь 2002 г.	март 2003 г.	июнь 2003 г.	сентябрь 2003 г.
Экономика в целом	24,831	25,516	26,042	27,552	28,238
Электроэнергетика	27,786	28,495	29,170	30,891	31,601

Таблица В2 – Зональные повышающие коэффициенты

Районы	Зональные коэффициенты	
	Воздушные линии	Подстанции
Европейская часть России (без Урала)	1,0	1,0
Урал	1,1	1,1
Сибирь	1,2	1,2
Дальний Восток	1,4	1,3

Таблица В3 – Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, %капитальных затрат

Наименование элементов системы	Нормы амортизационных отчислений			Затраты на обслуживание	Всего издержек на амортизацию и обслуживание
	Общая	В том числе			
		Капитальный ремонт	Реновация		
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	2,4	0,4	2,0	0,4	2,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	4,9	1,6	3,3	0,5	5,4
КЛ до 10 кВ:					
со свинцовой оболочкой, проложенные:					
в земле и помещениях	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
под водой	4,6	0,6	4,0	2,0	6,6
с алюминиевой оболочкой, проложенные:					
в земле	4,3	0,3	4,0	2,0	6,3
в помещениях	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	5,3	0,3	5,0	2,0	7,3
КЛ 20-35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные:					
в земле и помещениях	3,4	0,4	3,0	2,0	5,4
под водой	5,8	0,8	5,0	2,0	7,8
КЛ 110-220 кВ, проложенные:					
в земле и помещениях	2,5	0,5	2,0	2,0	4,5
под водой	3,0	1,0	2,0	2,0	5,0
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС):					
до 150 кВ	6,4	2,9	3,5	3,0	9,4
220 кВ и выше	6,4	2,9	3,5	2,0	8,4
Электрооборудование и распределительные устройства ГЭС:					
до 150 кВ	5,8	2,5	3,3	3,0	8,8
220 кВ и выше	5,8	2,5	3,3	2,0	7,8



- 1) ОЭС европейской части;
- 2) ОЭС Урала, Казахстана и Средней Азии;
- 3) ОЭС Сибири;
- 4) ОЭС Востока

Рисунок В1 - Удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях

Таблица В4 – Открытые распределительные устройства 35-330 кВ по блочным и мостиковым схемам

Схема ОРУ	Номер типовой схемы	Стоимость, тыс. руб. при напряжении, кВ				
		35	110	150	220	330
Блок линия-трансформатор:						
с разъединителем	1	2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
с предохранителем	2	2,7	-	-	-	-
с отделителем	3	4,1	12,7	20,1	26,4	-
с выключателем	-	5,4	36,0	61,0	79	-
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	5	18,5	75,0	126	180	-
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов	-	-	120	200	280	-
Мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя	6	-	98	172	-	-

Таблица В5 – Открытые распределительные устройства 35-1150 кВ с выключателями (для схем с количеством выключателей более трех)

Напряжение, кВ	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.			
	воздушным		Масляным	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 30	более 30
35	14	29	9	20
110	42	57	35	43
150	70	-	-	-
220	85	130	90	105
220*	110	-	115	-
330	160	300	-	-
500	260	380	-	-
750	700	850	-	-
750**	810	-	-	-
1150	1280	-	-	-
1150**	1600	-	-	-

* Для схемы расширенного четырехугольника.

** Для ячеек с выключателями-отключателями.

Таблица В6 – Закрытые распределительные устройства 6-10 кВ

Схема	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Схема	Расчетная стоимость, тыс. руб.
Две секции:		Четыре секции:	
14 отходящих линий	70	41 отходящая линия	155
26 отходящих линий	95	48 отходящих линий	173
		52 отходящих линий	186
48 отходящих линий	144	Ячейки КРУ с выключателем	2,3

Примечания.

1. Расчетная стоимость ЗРУ приведена с учетом стоимости здания.
2. Стоимость ячейки КРУ не учитывает строительной части здания.
3. В стоимости ЗРУ не учтены токоограничивающие реакторы.

Таблица В7 – Трансформаторы 35 кВ

Мощность, МВА	Трансформаторы двухобмоточные					
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН	
	Стоимость, тыс. руб.					
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
0,1	1	1,6	-	-	-	-
0,16	1,3	2,2	-	-	-	-
0,25	1,7	2,9	-	-	-	-
0,40	2,3	4,3	6,3	8,8	-	-
0,63	3,1	6,4	8,3	11,6	-	-
1,0	4,0	9,3	11,0	15,4	-	-
1,6	5,0	10,1	12,0	16,7	-	-
2,5	7,0	12,2	15,0	21,2	--	-
4,0	9,0	15,2	18,0	25,7	-	-
6,3	11,0	19	21,0	30,5	-	-
10	16	24	30	41,8	-	-
16	24	34	49	61,2	-	-
25	-	-	-	-	62	77
32	-	-	-	-	70	86
40	-	-	-	-	79	96
63	-	-	-	-	107	130

Таблица В8 – Трансформаторы 110 кВ

Мощ- ность, МВА	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
трансфор- матора	расчет- ная	транс- фор- матора	рас- чет- ная	транс- фор- матора	рас- чет- ная	транс- фор- матора	рас- чет- ная	
2,5	-	-	26	35	-	-	-	-
6,3	-	-	36	49	-	-	42	57
10	-	-	40	54	-	-	51	67
16	-	-	48	63	-	-	62	79
25	-	-	-	-	66	84	72	91
40	-	-	-	-	88	109	94	117
63	-	-	-	-	110	136	126	154
80	114	144	-	-	126	157	137	166
125	140	171	-	-	196	244	-	-
200	222	263	-	-	-	-	-	-
250	255	302	-	-	-	-	-	-
400	373	438	-	-	-	-	-	-

Таблица В9 – Трансформаторы 150 кВ

Мощность, МВА	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
	транс- фор- матора	расчет- ная	транс- фор- матора	расчет- ная	транс- фор- матора	расчет- ная	транс- фор- матора	рас- чет- ная
16	-	-	53	68	-	-	66	83
25	-	-	-	-	-	-	74	93
32	-	-	-	-	80	100	-	-
40	-	-	-	-	-	-	96	119
63	-	-	-	-	102	125	125	152
80	-	-	-	-	118	145	-	-
250	284	335	-	-	-	-	-	-

Таблица В10 – Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность МВА	Трансформаторы						Автотрансформа- торы с РПН	
	двухобмоточные				трехобмоточные с РПН			
	без РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН					
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансфор- матора	расчет- ная	трансфор- матора	расчет- ная	трансфор- матора	расчет- ная	трансфор- матора	расчет- ная
25	-	-	-	-	115	148	-	-
40	-	-	140	169	130	165	-	-
63	-	-	157	193	-	-	159	201
80	152	189	-	-	-	-	-	-
100	-	-	220	265	-	-	-	-
125	186	231	-	-	-	-	200	253
160	-	-	269	323	-	-	-	-
200	253	307	-	-	-	-	270	332
250	284	343	-	-	-	-	324	396
400	389	469	-	-	-	-	-	-
630	574	692	-	-	-	-	-	-
1000	740	892	-	-	-	-	-	-

Таблица В11 –Трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ

Мощность, МВА	Трансформаторы двухобмоточные				Автотрансформаторы с РПН					
	без РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН		330/220		330/150		330/110	
	Стоимость, тыс. руб.									
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
40	-	-	156	194	-	-	-	-	-	-
63	-	-	215	267	-	-	-	-	-	-
125	220	273	-	-	-	-	-	-	239	320
200	295	362	-	-	-	-	-	-	291	370
250	306	378	-	-	209*	297	305	400	-	-
400	399	488	-	-	558**	966	430	564	-	-
630	579	718	-	-	-	-	-	-	-	-
1000	746	922	-	-	-	-	-	-	-	-
1250	910	1128	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица В12 –Трансформаторы и автотрансформаторы 500 кВ

Мощность, МВА	Трансформаторы двухобмоточные без РПН		Автотрансформаторы с РПН					
			550/330		550/220		550/110	
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
250	340	400	-	-	-	-	376	453
315	-	-	-	-	394	473	-	-
400	418	493	-	-	-	-	500	600
500	-	-	-	-	490	609	-	-
630	585	705	-	-	-	-	-	-
1000	800	932	-	-	-	-	-	-
3x167	-	-	606	913	618	970	-	-
3x267	-	-	-	-	876	1260	-	-
3x533	1443	1720	-	-	-	-	-	-

Таблица В13 –Трансформаторы и автотрансформаторы 750-1150 кВ

Мощ- ность МВА	Трансформаторы двухоб- моточные без РПН				Автотрансформаторы							
	750/20		1150/20		750/220		750/330		750/500		1150/500	
	Стоимость, тыс. руб.											
	трансфор- матора	расчетная	трансфор- матора	расчетная	трансфор- матора	расчетная	трансфор- матора	расчетная	трансфор- матора	расчетная	трансфор- матора	расчетная
3х257	-	-	-	-	1170	1750	-	-	-	-	-	-
3х333	-	-	-	-	-	-	1230	2100	-	-	-	-
3х417	1350	1930	1550	2550	-	-	-	-	1150	2150	-	-
3х667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3200	4300

Таблица В14 –Синхронные компенсаторы

Тип	Номинальная мощность, МВАр	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.	
			компенсатора	расчетная
КСВБ-50-11	50	11	188	330/520
КСВБО-50-11			250	390/650
КСВБ-100-11	100	11	345	670/1020
КСВБО-100-11			410	740/1150
КСВБ-160-15	160	15,75	670	1200/1900
КСВБО-160-15			830	1600/2500
КСВБ-320/20	320	20	1600	2400/4000

Таблица В15 - Поправочные коэффициенты к стоимости сооружения воздушных линий

Условия прохождения трассы ВЛ	Материал опор				
	Железобетон		Сталь		Дерево
	35-110кВ	220-750кВ	35-110кВ	220-750кВ	
Скоростной напор ветра:					
6,0-7,5 Н/м²	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08
более 7,5Н/м²	1,1	1,1	1,15	1,15	1,1
Горные условия	1,5	1,35	1,6	1,32	1,7
Городская и промышленная застройка	1,7	-	1,6	1,62	1,4
Болотистая трасса	2,1	1,7	1,46	1,16	1,5
Поймы рек	1,18	1,1	1,14	1,09	1,35
Особо гололедный район (по отношению к стоимости в IV районе)	1,28	1,21	1,27	1,27	1,29
Прибрежные и загрязненные районы при длине пути утечки:					
до 2 см/кВ	1,09	1,05	1,02	1,02	1,05
более 2 см /кВ	1,17	1,17	1,05	1,05	1,19

Таблица В16 - Стоимость сооружения воздушных линий 35 кВ, тыс.руб/км

Опоры	Районы по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Железобетонные одноцепные	I	-	9,4	10,3	10,9
	II	-	10,6	10,8	11,2
	III	-	12,2	12,3	12,3
	IV	-	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	-	15,3	14,1	14,8
	II	-	16,7	14,5	15,3
	III	-	19,5	17,3	17,8
	IV	-	21,7	18,8	19,1
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	-	12,8	11,4	11,7
	II	-	13,9	11,7	12,2
	III	-	16,6	14,0	14,1
	IV	-	18,4	15,2	15,1
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	5,0	5,4	5,9	6,7
	II	5,5	5,8	6,0	6,8
	III	6,0	6,3	6,4	7,1
	IV	6,7	6,8	6,9	7,5

Таблица В17 - Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ,
тыс.руб/км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстоечные бестросовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	-
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	-
	III	5,7	6,0	6,2	8,8	7,5	-
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	-

Таблица В 18 - Стоимость сооружения воздушных линий 500, 750 и 1150 кВ, тыс.руб/км

Опоры	Район по гололеду	500 кВ				750 кВ			1150 кВ
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
		3×300/66	3×330/43	3×400/51	3×500/64	5×240/56	5×300/66	5×400/51	8×330/39
Стальные с оттяжками	II	48,3	49,0	53,4	62,0	-	-	-	170
	III	49,3	51,0	55,3	63,6	88	95	97	-
	IV	51,5	53,0	57,4	66,0	-	-	-	-
Стальные свободностоящие	II	62,2	63,7	68,6	79,5	-	-	-	-
	III	65,8	67,2	72,0	83,2	-	-	-	-
	IV	70,5	72,0	77,0	87,0	-	-	-	-
Железобетонные	II	48,4	49,9	52,4	63,5	-	-	-	-
	III	50,3	52,0	54,3	65,3	-	-	-	-
	IV	53,0	54,4	57,0	68,5	-	-	-	-

Таблица В19 - Стоимость сооружения воздушных линий 150 кВ,
тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм²			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	15,9	16,6	17,5	18,8
	II	17,2	17,4	18,0	18,9
	III	18,6	18,7	19,1	19,5
	IV	20,2	20,8	21,0	21,8
Стальные двухцепные	I	25,4	27,2	30,6	33,0
	II	26,2	28,0	30,6	33,0
	III	28,0	30,0	32,5	33,8
	IV	30,0	31,8	34,2	35,8
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	22,3	23,4	25,4	27,4
	II	24,1	24,1	25,4	27,4
	III	24,6	25,8	27,5	28,0
	IV	26,4	27,5	28,9	29,7
Железобетонные одноцепные	I	13,0	13,0	14,4	15,1
	II	13,5	13,1	14,4	15,1
	III	14,8	14,2	15,5	15,7
	IV	16,3	15,4	16,4	16,5
Железобетонные двухцепные	I	20,9	22,2	23,8	26,2
	II	21,2	22,4	23,8	26,2
	III	21,4	24,2	25,5	26,9
	IV	23,2	26,0	26,8	29,4
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	17,6	18,3	19,2	20,4
	II	17,9	18,5	19,2	20,4
	III	18,1	19,8	20,4	21,0
	IV	19,7	21,3	21,4	22,3

Таблица В 20 - Стоимость сооружения воздушных линий 220 и 330 кВ,
тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	220 кВ			330 кВ		
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм²					
		220/32	300/39	400/51	2×240/32	2×300/39	2×400/51
Стальные одноцепные	I-II	21,0	21,6	23,8	37,3	38,5	42,5
	III	22,9	23,1	25,0	39,6	40,8	44,0
	IV	24,5	24,7	26,6	41,4	42,7	45,0
Стальные двухцепные	I-II	34,4	36,2	41,3	70,4	74,0	80,2
	III	37,8	38,7	42,8	73,8	77,5	82,4
	IV	40,6	41,1	44,5	77,2	81,0	84,0
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I-II	28,8	29,5	31,0	55,5	57,0	59,4
	III	31,1	31,4	31,9	59,7	61,2	61,7
	IV	33,1	33,3	33,5	61,7	63,2	65,1
Железобетонные одноцепные	I-II	16,4	17,3	19,4	33,1	35,0	38,0
	III	17,3	18,2	20,0	34,8	36,8	39,6
	IV	18,9	19,2	21,8	36,6	38,6	40,4
Железобетонные двухцепные	I-II	27,8	30,0	33,8	-	-	-
	III	30,6	31,2	35,0	-	-	-
	IV	33,2	33,8	39,0	-	-	-
Деревянные тросовые	I-II	16,8	17,8	20,6	-	-	-
	III	18,0	18,2	20,8	-	-	-
	IV	18,2	18,6	21,2	-	-	-

Приложение Г Учет фактора надежности электроснабжения

Таблица Г1 - Среднее время восстановления элементов электрических сетей ТВ 10-3, лет/отказ

Элемент	Напряжение, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	0,2	0,4	0,8
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	4,0	3,0	2,5
Трансформаторы и автотрансформаторы:					
при отсутствии резервного трансформатора в системе	300	250	80	60	45
при наличии резервного трансформатора в системе	-	-	25	20	10
Выключатели	10	7	4,8	2,8	1,3
Отделители и короткозамыкатели	-	-	0,4	0,4	0,4
Сборные шины	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

Примечания.

1. Среднее время восстановления повреждений фазы (однофазного трансформатора) при установленной на подстанции резервной фазе составляет $1,1 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ без перекатки и $9 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ с перекаткой фазы.
2. Время восстановления электроснабжения при повреждении выключателей в схемах с обходной системой составляет $0,06 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, а в схемах многоугольников, полуторных и мостиковых - $0,03 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ.
3. При обслуживании подстанции выездными бригадами время восстановления путем переключения в РУ следует увеличивать на $0,06 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ.

Таблица Г2 - Коэффициенты плановых простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования $K_n \cdot 10^{-3}$, отн.ед.

Элемент	Напряжение, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии	12	9	7	5	4
Трансформаторы и автотрансформаторы	10	9,5	8,5	7,5	6,0
Выключатели воздушные	40	30	20	10	5
Выключатели масляные	-	-	8,5	6,5	2
Сборные шины (на одно присоединение)	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2
Отделители и короткозамыкатели	-	-	1	1	1

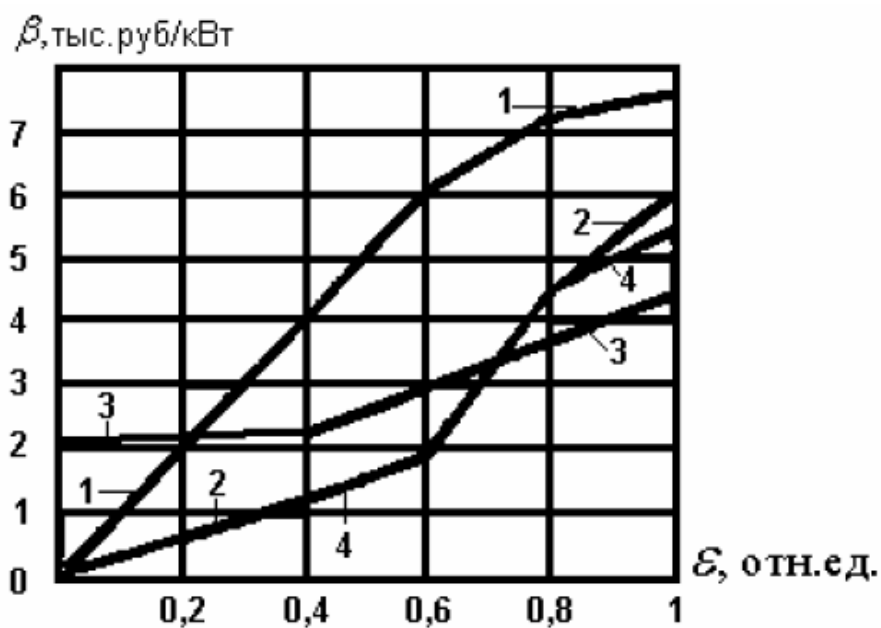


Рисунок Г1 - Расчетный годовой ущерб от плановых β ограничений электроснабжения (номер кривой по таблице Г4). Коэффициент приведения к ценам 2015 года 127,5 (единицы измерения – тенге)

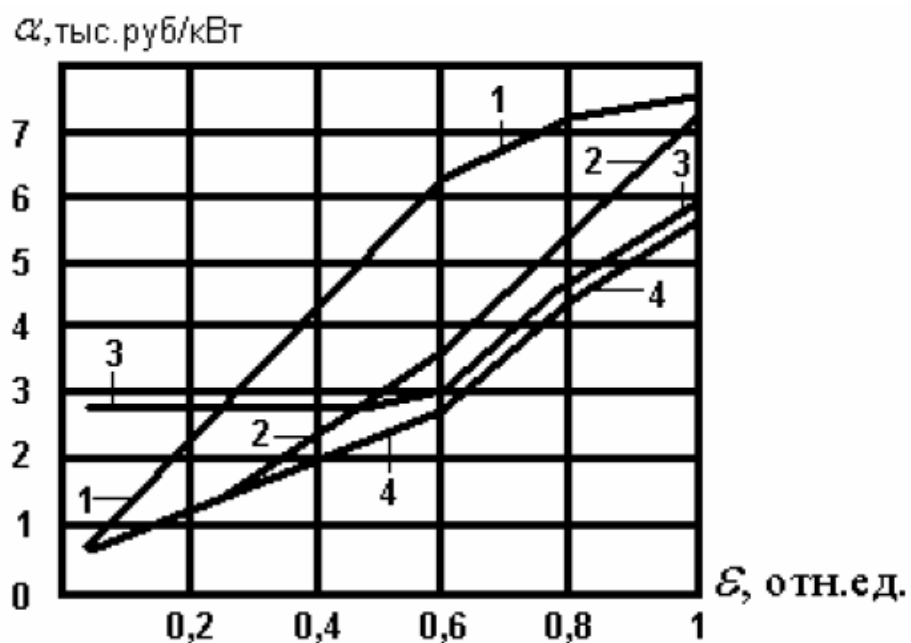


Рисунок Г2- Расчетный годовой ущерб от аварийных α ограничений электроснабжения (номер кривой по таблице Г4). Коэффициент приведения к ценам 2015 года 127,5 (единицы измерения – тенге)

Таблица Г3 - Структура нагрузки по группам (для рисунков Г1, Г2)

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

Таблица Г4 - Параметры потока отказов ω , простой/год, элементов электрических сетей

Элемент	ω					ωп				
	При напряжении, кВ									
	500	330	220	110	35	500	330	220	110	35
Воздушные линии ¹ :										
одноцепные	0,4	0,5	0,6	1,1	1,4	10	12	13	15	9
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	0,5	0,9	1,1	-	-	-	-	-
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	0,1	0,02	0,03	-	-	-	-	-
Трансформаторы и авто- трансформаторы ²	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	6	6	6	6	6
Выключатели воздушные ³										
в цепях ВЛ	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08	2	2	2	2	2
в других цепях	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	2	2	2	2	2
Выключатели масляные										
в цепях ВЛ	-	-	0,07	0,03	0,02	-	-	-	2	2
в других цепях	-	-	0,01	0,01	0,01	-	-	-	2	2
Сборные шины ⁴	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	1
Отделители и короткоза- мыкатели	-	-	0,04	0,02	0,01	-	-	3	3	3

1 ω -на 100 км, $\omega_{\text{п}}$ – на ВЛ; 2 на единицу: для однофазных - на фазу;

3 на единицу; 4 ω -на присоединение, $\omega_{\text{п}}$ - на секцию.

Примечание. Отказы выключателей, приводящие к отключению смежных цепей, составляют 60% общего количества отказов.

