

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
ГОУВПО
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В.Савина
« ____ » _____ 2007 г.

Г.В. Судаков, Т.Ю. Ильченко, Н.С. Бодруг

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ
КОМПЛЕКС
ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»**

Учебное пособие

Благовещенск, 2007

Печатается по разрешению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

Г.В. Судаков, Т.Ю. Ильченко, Н.С. Бодруг

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроснабжение» для студентов очной и заочной форм обучения специальностей: 140204 – «Электрические станции», 140205 – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебно-методический комплекс составлен в соответствии с Государственным стандартом по направлению «Электроэнергетика», включает в себя: наименование тем, цели и содержание лекционных, практических занятий; тестовые задания для контроля изученного материала; темы контрольных работ и вопросы для самостоятельной работы; вопросы для итоговой оценки знаний; список рекомендуемой литературы; учебно-методическую карту дисциплины.

АННОТАЦИЯ

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам всех форм обучения на энергетическом факультете при изучении дисциплины «Электроснабжение».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов. Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины «Электроснабжение»:

- методические рекомендации по проведению лабораторных занятий;
- методические указания по выполнению курсовых проектов (работ);
- методические указания по выполнению лабораторных работ;
- комплекты заданий для лабораторных работ.

Типовая рабочая программа для студентов отсутствует.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Рабочая программа дисциплины	7
2. График самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине «Электроснабжение»	34
3. Практические занятия. Методические рекомендации.	35
4. Краткий конспект лекций по дисциплине «Электроснабжение»	36
5. Методические указания к практическим занятиям	313
6. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ	333
7. Перечень программных продуктов, используемых при изучении дисциплины «Электроснабжение»	334
8. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины	335
9. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний	336
10. Комплекты заданий для выполнения контрольных работ	337
11. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний студента	345
12. Контрольные вопросы к зачету	356
13. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава	362

ВВЕДЕНИЕ

Реформа электроэнергетики, проводящаяся в настоящее время, а также сложившаяся в РФ рыночная конъюнктура, поставила перед промышленным и жилищно-коммунальными предприятиями, энергосистемой и потребителем новые задачи в области производства электроэнергии и обеспечения электроэнергией потребителей.

Переход населения поселков и некоторых других населенных пунктов с газифицированного пищевого приготовления на электрический вид пищевого приготовления также привел и приводит к росту электрических нагрузок в системах электроснабжения. Указанный рост электропотребления в городах и сельской местности, прежде всего, связан с изменением характера коммунально-бытовой нагрузки: появлением новых электробытовых приборов, компьютерной и организационной техники.

При этом появление новых потребителей первой категории, изменение структуры потребления потребует от энергоснабжающей организации увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения. В результате энергоснабжающие организации вынуждены будут строить новые, а также реконструировать и модернизировать существующие городские, сельские и промышленные электрические сети.

Указанные изменения, разнообразие требований к электроснабжению в городских, сельских сетях и сетях промышленных предприятий значительно усложнили расчеты, связанные с проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения. Появилась необходимость в расчетах, охватывающих комплексные проблемы, в то время как ранее расчетная проверка требовалась для решения отдельных вопросов.

Наряду с основными вопросами проектирования, таких, как выбор напряжения электроприемников, выбор основных элементов, в УМКД рассмотрены некоторые вопросы компенсации реактивной мощности в сетях промышленных предприятий, расчет нагрузок однофазной и пиковых элект-

троприемников и пр.

Основными задачами учебно-методического комплекса по дисциплине «Электроснабжение» являются: ознакомление студентов с основными методами расчета систем электроснабжения и выбора электрооборудования, с последующим применением полученных навыков в практике решения научно-технических задач.

Изучение дисциплины «Электроснабжение» студентами электроэнергетических специальностей вызвано тем, что деятельность инженера-электрика в рыночных условиях требует от него умения компетентно, ответственно и главное эффективно принимать решения в производственном и технологическом процессе, обеспечивать бесперебойную работу систем электроснабжения.

Данное пособие составлено с учетом рекомендаций учебно-методического отдела АмГУ.

**1. ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ СООТВЕТСТВУЮЩАЯ
ТРЕБОВАНИЯМ ГОСУДАРСТВЕННОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО СТАНДАРТА**

Типовая программа для студентов отсутствует.

Федеральное агентство по образованию Российской Федерации
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
(ГОУВПО «АмГУ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебно-научной работе

_____ Е.С. Астапова

« ___ » _____ 2006 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

По дисциплине «Электроснабжение» раздел «Электроэнергетика»

	Очная форма	Заочная форма (для спец. 140205)
Кафедра энергетики		
Курс:	третий	четвертый
Лекций:	36 часов	10 часов
Практических занятий:	18 часов	4 часа
Самостоятельных работ:	36 часов	76 час.
Зачет:	VI семестр	VIII семестр
Аудит.	54 часа	14 часов
Всего:	90 часов	90 часов

Для специальности

140204 (100100) – «Электрические станции»

140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети»

140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

Составитель Судаков Г.В., к.э.н., доцент

Факультет энергетический

Кафедра Энергетики

Благовещенск 2006

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140000 (650800) «Электроэнергетика». В рамках данного направления на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальностям: 140204 (100100) – «Электрические станции», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры

Протокол № ___ от «___» _____ 200_ г.

Зав. кафедрой энергетики

Н.В. Савина

Рабочая программа рассмотрена на заседании учебно-методического совета направления электроэнергетика и теплоэнергетика

от «___» _____ 200_ г. Протокол № ___

Председатель УМС _____ (_____)

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМУ

_____ Г.Н. Торопчина

«___» _____ 200_ г.

Согласовано

Согласовано

Председатель УМС факультета

«___» _____ 200_ г.

Заведующий выпускающей кафедрой

_____ «___» _____ 200_ г.

1.1. Пояснительная записка

Стандарт по предмету (выдержки) 140204 (100100), 140205 (100200), 140203 (210400):

ОПД.Ф.08 Электроэнергетика

«... электроснабжение: особенности систем электроснабжения городов, промышленных предприятий, объектов сельского хозяйства и транспортных систем; типы электроприемников, режимы их работы; методы расчета электрических нагрузок; методы достижения заданного уровня надежности оборудования, систем электроснабжения; условия выбора параметров основного оборудования в системах электроснабжения различного назначения; режимы нейтрали; типы энергоустановок, экономика электроснабжения; накопители энергии; ресурсосберегающие технологии...»

Изучения курса «Электроснабжение» студентами электроэнергетических специальностей учитывает деятельность инженера-электрика как специалиста-исследователя систем электроснабжения; как проектировщика, электромонтажника и наладчика при строительстве и реконструкции систем электроснабжения, наряду с этими учитывается и его деятельность как специалиста-эксплуатационника, определяющего наряду с проектировщиком и исследователем дальнейшее развитие систем электроснабжения. Как специалиста оценивающего последствия развития систем электроснабжения и их влияние на электроэнергетическую систему; технически грамотно формулирующего: требования предъявляемые потребителем к энергоснабжающей организации (или энергоснабжающей организации к потребителю), а также требования проектировщика и эксплуатационника к конструкторам электротехнических и других изделий.

Предметами курса являются: современные методы проектирования систем электроснабжения городов, сельского хозяйства и промышленных предприятий, особенности и режимы работы питающих и распределительных сетей, электроприемников и потребителей, а также методология выбора составляющих систему электроснабжения элементов.

Цель курса - формирование понимания современных методов и научных разработок, связанных с исследованием и развитием систем электроснабжения, выработка у студентов навыков их проектирования, развитие культуры экономически целесообразного выбора проектируемого варианта схемы электроснабжения и электрооборудования.

Основные задачи курса:

- дать представление о роли и значимости систем электроснабжения в промышленности и коммунально-бытовом секторе;
- выработать компетентный подход к профессиональной эксплуатации систем электроснабжения;
- сформировать у студента навыки проектирования систем электроснабжения;
- научить применять на практике принципы и методы разработки и реализации оптимальных технических решений;
- выработать навыки разработки, реализации, а также экономической оценки проектов по электроснабжению.

1.2. Принцип построения курса

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по электротехнике, физики и математике, а также др. дисциплинам, и на их основе формируются задачи изучения данного курса – получение студентами знаний: проектирования и эксплуатации систем электроснабжения, изучение методов расчета электрических нагрузок, исследование и прогнозирования расчетных электрических нагрузок.

Курс базируется на использовании материала общенаучных и общепрофессиональных дисциплин: «Математика», «Химия» «Физика», «Электромеханика», «Метрология, стандартизация и сертификация», «Общая энергетика».

Курс взаимосвязан с ранее изучаемыми студентами дисциплинами: «Электромеханика», «Метрология, стандартизация и сертификация», «Общая энергетика», «Теоретическим основам электротехники», «информационно-измерительная техника и электроника» для всех специальностей.

1.3. Знания и умения студента

В результате изучения курса студент должен знать:

- теоретические основы проектирования систем электроснабжения;
- как осуществляется сбор информации при построении графиков нагрузки;
- современное оборудование используется в системах электроснабжения, какие технические характеристики оно имеет;
- технические параметры систем электроснабжения указываются в договоре электроснабжения;
- методы расчета токов короткого замыкания в системах электроснабжения;
- принципа организации защита и автоматики систем электроснабжения;
- насколько целесообразно проводить мероприятия по компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения;
- конструкцию, конфигурацию и исполнение электрических сетей систем электроснабжения.

Студент должен уметь:

- проводить расчет электрических нагрузок промышленных предприятий, городов и потребителей сельского хозяйства;
- рассчитывать токи короткого замыкания в системах электроснабжения;
- самостоятельно осуществлять выбор оборудования, применяемого в системах электроснабжения;
- самостоятельно разрабатывать эффективные проектные решения систем электроснабжения;
- рассчитывать параметры электрических сетей и нормальные режимы их работы;
- выбирать экономически целесообразное место расположения подстанции и т.д.

1.4. Лекционный курс (36 часов)

ТЕМА 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Предмет, структура, особенности и задачи курса «Электроснабжение». Основные термины и определения: электрическая станция, энергетическая система, подстанция (ПС), распределительное устройство (РУ), распределительный пункт (РП), трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ (ТП), центр питания (ЦП), глубокий ввод, опорная подстанция, питающая линия, распределительная линия, потребитель электрической энергии, приемником электрической энергии (ЭП).

Электрические сети: напряжение, род тока, назначение, конструктивное исполнение. Параметры электроэнергетических систем: нормальный, переходный и послеаварийный режимы.

Категорийность городских, сельских и промышленных потребителей: первая и нулевая, вторая и третья категории.

Структура потребителей: промышленные и приравненные к ним, производственные сельскохозяйственные, бытовые, общественно-коммунальные.

Управление электроэнергетическими системами: параметры энергосистемы, требования, предъявляемые к ее работе.

Организационные взаимоотношения между энергосистемой и потребителями: юридически-правовые, технико-экономические, оперативно-диспетчерские.

ТЕМА 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Понятие электрической нагрузки и графика электрической нагрузки.

Режимы работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

Типы длительных режимов работы электроприемников: периодические, циклические, нециклические, нерегулярные.

Продолжительность включения, цикличность работы электроприемника. Паспортная и номинальная мощности электроприемников.

Индивидуальные и групповые графики нагрузок. Типовой график электрической нагрузки. Упорядоченная диаграмма.

Описание электрической нагрузки случайным процессом, параметры графика: математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратическое отклонение коэффициент корреляции.

Показатели графиков нагрузки (активной, реактивно и токовой): коэффициент использования, коэффициент включения, коэффициент загрузки, коэффициент формы, коэффициент заполнения, коэффициент энергоиспользования, коэффициент одновременности максимумов нагрузки. Понятие максимума нагрузки (получасовой суточный пик).

ТЕМА 3. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ, СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПРИНЦИПЫ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Источники питания городской нагрузки. Экономически целесообразные классы напряжений городской нагрузки.

Структурная схема электропитания города: подстанции глубокого ввода (ПГВ), узловая распределительная подстанция (УРП); питающие и распределительные электрические сети средних номинальных напряжений 10(6)– 20 кВ, распределительные пункты (РП) данных напряжений и трансформаторные подстанции (ТП) 10(6)–20/0,38 кВ; внешние и внутренние сети напряжением до 1 кВ жилых, общественных и производственных зданий; электроприемники (ЭП) всех технологических типов потребителей, расположенных на территориях городов, принципы построения двух-трех уровневых схем электроснабжения.

Особенности исполнения систем электроснабжения промышленных предприятий. Внешнее электроснабжение промышленной нагрузки: главные понижающие подстанции (ГПП) и ПГВ промышленных предприятий 35 кВ, распределительные подстанции (РП) 6-10-20 кВ, воздушные и кабельные линии 35

кВ и выше. Внутреннее электроснабжение промышленной нагрузки: трансформаторные подстанции (ТП) 6-10-20/0,4 кВ, токопроводы на напряжение выше 1 кВ, кабельные сети на напряжение 6-10-20 кВ, и цеховые кабельные сети до 1 кВ, распределительные и магистральные шинопроводы,

Особенности исполнения систем электроснабжения сельских потребителей: рассредоточенная низковольтная нагрузка, невысокие токи короткого замыкания, сезонные и суточные колебания нагрузки, низкая доля потребителей с высокими требованиями к надежности электроснабжения, преимущественное исполнение сетей ВЛ и линиями с самонесущими изолированными проводами. Основная система распределения электроэнергии в сельском хозяйстве - трехступенчатая 110/35/10/0,4 кВ с двухступенчатыми подсистемами 110/10/0,4 кВ и 35/10/0,4 кВ.

ТЕМА 4. СХЕМЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Требования к выполнению и выбору схем электрических сетей: экономическая целесообразность, обоснованная надежность, качество напряжения, восприимчивость к развитию потребителей и сетей и т.п.

Схемы электроснабжения от собственной электростанции 20-35 кВ, и от электрической системы на напряжение 3-20 кВ и 35-220 кВ.

Схемы электроснабжения на напряжение 6-10 кВ: радиальная, магистральная (одионочная, двойная, с резервированием по низкому напряжению, с применением токопроводов), смешанная (магистральная с двухсторонним питанием, петлевая 6-10 кВ и петлевая 6-10 кВ с резервированием на стороне НН). Повышение надежности электроснабжения петлевой сети путем установки АВР на секционный выключатель.

Схемы городских электрических сетей до 1 кВ: радиальная, магистральная и петлевая схемы. Особенность исполнения схемы питания жилого дома, жилого дома высотой более 16 этажей (радиальная петлевая схема), секционированного жилого дома и крупных коммунальных объектов (радиальная схема с тремя питающими кабелями). Вводное распределительное устройство (ВРУ).

ТЕМА 5. СХЕМЫ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СЕТЕЙ ПРО- МЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Схемы цеховых электрических сетей до 1 кВ: магистральные, получающие питание от главной магистрали или от комплектной трансформаторной подстанции (КТП); радиальные схемы для питания электроприемников на номинальный ток более 400 А; смешанные схемы с резервированием, сочетающие свойства радиальных и магистральных сетей.

Особенности исполнения сельских электрических сетей 10 кВ: воздушные или линии с самонесущими изолированными проводами - взаиморезервирующие магистрали с ответвлениями, радиальные воздушные линии.

Особенности исполнения сельских электрических сетей до 1 кВ: радиальная и магистральная схемы с использованием ВЛ и самонесущих изолированных проводов.

ТЕМА 6. КОНСТРУКЦИЯ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИ- НИЙ. ТОКОПРОВОДЫ, ШИНОПРОВОДЫ, ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ, ТРОЛ- ЛЕИ. САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД,

Назначение кабеля. Изоляция жил кабеля: кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом; резина; поливинилхлорида и полиэтилен. Маркировка кабеля. Способы прокладки вне помещений: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, эстакадах. Способы прокладки внутри сооружений и производственных помещений: на настенных конструкциях, лотках, в коробах, укрепленных на стенах.

Назначение токопровода. Диапазон мощностей и длин, при которых выгодно применение токопроводов. Исполнение токопроводов: открытые, защищенные и закрытые. Типы токопроводов: жесткие и гибкие.

Назначение комплектного шинопровода. Кратность длин секций шинопроводов числу 770 мм. Магистральные (ШРМ) и распределительные шинопроводы (ШРА). Шинопроводы различающиеся по типу нагрузки: осветительные и силовые. Крановые и троллейные шинопроводы. Ряд номинальных токов и напряжения шинопроводов. Исполнение шинопроводов. Троллейные шино-

провода (ШТМ), комплектные троллейные шинопроводы (ШТА). Осветительные шинопроводы (ШОС).

Электропроводка назначение и область применения. Маркировка электропроводок. Электропроводка внутри зданий: открытая и скрытая. Наружная электропроводка.

Назначение самонесущего изолированного провода (СИП). Изоляция СИП: термопластичный или сшитый полиэтилен. Маркировка СИП. Преимущества СИП по сравнению с ВЛ: высокая надежность, хорошая защищенность от повреждений, низкая стоимость, и пр.

ТЕМА 7. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Описание процесса нагрева элемента при протекании электрического тока. Понятие расчетной электрической нагрузки. Время нагрева проводника - 3 т.

Упрощенные методы расчета нагрузки до 1 кВ промышленного предприятия: по удельному расходу и плотностям нагрузки; по коэффициенту спроса.

Метод расчета электрических нагрузки промышленного предприятия по коэффициенту расчетной активной мощности. Эффективное число электроприемников. Средняя максимальная мощность за наиболее загруженную смену. Коэффициент расчетной активной нагрузки K_p , коэффициент расчетной реактивной нагрузки L_p . Полная расчетная мощность силовой нагрузки. Расчетная нагрузка электрического освещения: метод коэффициента спроса.

ТЕМА 8. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ОДНОФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ. ПОЛНЫЕ АКТИВНЫЕ И РЕАКТИВНЫЕ НАГРУЗКИ НА ШИНАХ 6-10 кВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП.

Расчет однофазных электрических нагрузок. Приведение однофазной активной и реактивной нагрузки к трехфазной.

Активная, реактивная и полная расчетные мощность группы электроприемников (цеха) до 1 кВ. Определение пиковых нагрузок до 1 кВ.

Расчет нагрузки электроприемников выше 1 кВ (синхронные и асинхронные двигатели).

Расчет активной, реактивной и полной расчетной нагрузки предприятия. Коэффициенты одновременности на шинах 6-10 кВ трансформаторов ГПП.

ТЕМА 9. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий: удельная расчетная нагрузка квартир, коттеджей городского типа, расчетная нагрузка лифтовых и санитарно-технических устройств. Расчетная нагрузка жилых домов. Определение расчетной нагрузки общественных зданий.

Расчетные нагрузки распределительных городских сетей до 1 кВ. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузки: трансформаторов; городских сетей и промышленных предприятий. Расчетные электрические нагрузки городских сетей на шинах 6-20 кВ.

Расчетные электрические нагрузки сельских потребителей до 1 кВ: коммунально-бытовых и производственных потребителей. Коэффициенты одновременности в сетях 6-20 кВ. Расчетные электрические нагрузки сельских сетей на шинах 6-20 кВ.

Коэффициенты сезонности и роста нагрузки. Коэффициенты мощности ТП 10/0,4 кВ.

ТЕМА 10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГПП ИЛИ ПГВ. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Генеральный план предприятия. Картограмма нагрузок. Центр электрических нагрузок. Зона рассеяния электрических нагрузок: эллипс рассеяния. Тензорный метод расчета центра электрических нагрузок и зоны рассеяния. Вероятностно-статистический метод определения зоны рассеяния. Определения зон увеличения приведенных годовых затрат при смещении подстанции из зоны рассеяния.

Исполнение трансформаторов: масляные, совтоловые и сухие трансформаторы. Маркировка. Основные параметры: мощность и напряжение.

Допустимые систематические и аварийные перегрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки и систематической перегрузки трансформатора. Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ): по аварийной перегрузки; по систематической. Техно-экономическое обоснование выбора трансформаторов ГПП (ПГВ).

ТЕМА 11. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Число трансформаторов при практически полной компенсации в сети с напряжением до 1 кВ и при отсутствии компенсации в сети до 1 кВ. Определение мощности конденсаторов до и выше 1 кВ. Выбор числа цеховых трансформаторов по приведенным затратам в трансформаторы и установки компенсации и по потерям активной мощности.

Баланс активных и реактивных мощностей. Электроприемники потребители реактивной мощности. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями.

Источники реактивной мощности: синхронные двигатели 6-10 кВ, силовые конденсаторы. Основные положения по размещению компенсирующих устройств в системах электроснабжения.

Регулирование мощности компенсирующих устройств, базовая и регулируемая ступени конденсаторных батарей. Компенсация реактивных параметров передачи.

ТЕМА 12. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДО 1 кВ РАСЧЕТ ПОТЕРЬ.

Параметры электрических сетей, активное и реактивное сопротивление и проводимости.

Погонные параметры шинпроводов. КЛ, ВЛ, токопроводов.

Сопротивления и проводимости трансформаторов.

Нагрузка в схемах замещения.

Схемы замещения.

Общие понятия о расчете разомкнутой распределительной сети. Зависимость между электрическими величинами.

Потери мощности и напряжения в элементах электрических сетей с учетом влияния статических характеристик и батарей конденсаторов.

Отклонения напряжения.

ТЕМА 13. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Глухозаземленная, изолированная и компенсированная нейтраль.

Режим работы нейтрали в установках напряжением выше 1 кВ. Режим работы нейтрали в установках напряжением до 1 кВ.

Показатели качества электроэнергии: установившееся отклонение напряжения; размах изменения напряжения; доза фликера (мерцания – субъективное восприятие человеком колебаний); коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения; коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжений; коэффициент не симметрии напряжения по обратной последовательности; коэффициент не симметрии напряжения по нулевой последовательности; отклонение частоты; длительность провала напряжения; импульсное напряжение; коэффициент временного перенапряжения.

ТЕМА 14. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Разновидности короткого замыкания (КЗ): однофазное, двухфазное, двухфазное на землю и трехфазное. Причины возникновения. Процесс протекания короткого замыкания.

Периодическая и аperiodическая составляющая тока КЗ. Ударный ток и действующее значения тока КЗ. Ударный коэффициент. Установившееся и сверхпереходное значение тока КЗ. Точка короткого замыкания.

Особенности расчет токов КЗ от асинхронных двигателей на напряжение выше 1 кВ.

Особенности расчет токов КЗ от синхронных двигателей на напряжение выше 1 кВ.

Сопротивление элементов схемы замещения в установка до 1 кВ.

Учет активного и индуктивного сопротивления при расчете тока КЗ в сетях до 1 кВ.

ТЕМА 15. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Назначение заземления. Заземляющее устройство. Заземлитель: естественный и искусственный. Контур заземления. Сопротивление заземления. Сопротивление грунта. Сопротивление растеканию вертикального электрода. Термическая стойкость заземляющих проводников.

Цель технико-экономических расчетов. Требования, предъявляемые к технико-экономическим расчетам: сопоставимость цен, выборка наиболее значимых показателей, влияющих на конечный результат расчетов. Соответствие вариантов схем электроснабжения нормативным актам и отраслевым документам.

Укрупненные показатели стоимости оборудования и сооружений. Расчет капиталовложений. Эксплуатационные издержки. Амортизационные отчисления. Жизненный цикл проекта.

Простые и дисконтированные методы оценки экономической эффективности. Простая норма прибыли. Простой срок окупаемости. Чистый дисконтированный доход. Дисконтированный срок окупаемости. приведенные затраты.

ТЕМА 16. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ВЫШЕ 1 кВ. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 кВ

Выбор проводников напряжением выше 1 кВ. Выбор воздушных линий по токовым интервалам и проверка по послеаварийной перегрузке. Выбор сечения и марки кабеля. Допустимая длительная нагрузка кабеля напряжением 6-35 кВ. Поправочные коэффициенты на число параллельных кабелей, вид прокладки и температуру окружающей среды. Проверка сечения по

термической стойкости к токам короткого замыкания. Проверка кабеля по допустимому потере напряжения при длинен выше 1 км.

Выбор сечений проводов и кабелей до 1 кВ с учетом выбора защиты: по условию нагрева длительным током, по соответствию выбранному аппарату защиты

Выбор автоматических выключателей: по номинальному напряжению, номинальному току, пиковому ток и рабочему максимальному току, проверка по току срабатывания на ток однофазного короткого замыкания. Ток срабатывания электромагнитного и теплового расцепителя.

Выбор шинпроводов: по номинальному напряжению и максимальному рабочему току.

Выбор предохранителей: по номинальному напряжению, рабочему максимальному и номинальному току, пусковому току двигателя.

ТЕМА 17. АВТОМАТИЗАЦИЯ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Назначение релейной защиты и автоматики. Основные требования, предъявляемые к релейной защите и автоматике в системах электроснабжения: селективность, чувствительность, быстродействие. Основные виды защит: токовые, защиты напряжения, направленные токовые защиты, дистанционные защиты, дифференциальные и высокочастотные защиты. Параметры релейной защиты: ток срабатывания защит и реле, коэффициент схемы, коэффициент возврата, коэффициент надежности, коэффициент чувствительности.

Автоматические и телемеханические системы контроля и управления.

Защита плавкими предохранителями: рабочий ток защищаемой цепи. ток плавкой вставки. Защитная характеристика плавкой вставки. Времятоковые характеристики и карта селективности. Предельный ток отключения. Ток головного участка защищаемой сети и ток на ответвлении к потребителю.

Защита автоматическими. Защитная (времятоковая) характеристика автомата. Тепловой расцепитель и электромагнитная отсечка.

ТЕМА 18. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Принципы компоновки трансформаторных подстанций выше 1 кВ: безопасное обслуживание оборудования установки; удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах; необходимую степень локализации повреждений при нарушении нормальных условий работы установки; безопасный осмотр, смену и ремонт аппаратов; необходимую механическую стойкость опорных конструкций электрооборудования; транспортировку оборудования; максимальную экономию площади подстанции.

Комплектные распределительные устройства напряжением выше 1 кВ.

По конструктивному исполнению РУ: закрытые (ЗРУ) - с размещением электрооборудования в зданиях; наружными - открытыми (ОРУ) - с установкой электрооборудования на открытом воздухе.

Комплектное распределительное устройство выкатное (КРУ и стационарное (КСО). Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН). Комплектная трансформаторная подстанция (КТП - для внутренней и КТПН - для наружной установки).

По месту нахождения на территории объекта различают подстанции: отдельно стоящие на расстоянии от зданий; пристроенные; встроенные; внутрицеховые.

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ: распределительные щиты; пункты и шкафы силовые; щиты станций управления.

1.5. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины

Таблица 1

Номер недели	Номер темы	Вопросы, изучаемые на лекции	Занятия (номера)		Используемые нагляд. И метод. Пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			практич. (24инно.)	лаборат.		Содерж.	Часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Раздел лекц. Курс			Компьютерные слайды			
2	2	Раздел лекц. Курс	1		Компьютерные слайды	Тема 1. Графики электрических нагрузок	2	Конт раб.
1	3	Раздел лекц. Курс			Компьютерные слайды			
2	4	Раздел лекц. Курс	2		Компьютерные слайды	Тема 2. Расчет однофазных электрических нагрузок	2	Конт раб.
1	5	Раздел лекц. Курс			Компьютерные слайды			
2	6	Раздел лекц. Курс	3		Компьютерные слайды	Тема 3. Расчетная электрическая нагрузка цеха	2	Конт раб.
1	7	Раздел лекц. Курс			Компьютерные слайды			
2	8	Раздел лекц. Курс	4		Компьютерные слайды	Тема 4. Выбор 24инно-проводов и кабелей в цехе	2	Конт раб.
1	9	Раздел лекц. Курс			Компьютерные слайды			

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	10	Раздел лекц. курс	5		Компьютерные слайды	Тема 5. Выбор цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.	2	Конт раб.
1	11	Раздел лекц. курс			Компьютерные слайды			
2	12	Раздел лекц. курс	6		Компьютерные слайды	Тема 6. Расчет расчетной нагрузки района города. Определение центра электрических нагрузок и эллипса рассеяния.	2	Конт раб.
1	13	Раздел лекц. курс			Компьютерные слайды			
2	14	Раздел лекц. курс	7		Компьютерные слайды	Тема 7. Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ)	2	Конт раб.
1	15	Раздел лекц. курс			Компьютерные слайды			
2	16	Раздел лекц. курс	8		Компьютерные слайды	Тема 8. Расчет токов трехфазного и однофазного кз	2	Конт раб.
1	17	Раздел лекц. курс			Компьютерные слайды			
2	18	Раздел лекц. курс	9		Компьютерные слайды	Тема 9. Выбор аппаратов защиты	2	Конт раб.

1.6. Содержание практических занятий (18 часов)

ТЕМА 1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

ТЕМА 2. РАСЧЕТ ОДНОФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

ТЕМА 3. РАСЧЕТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА ЦЕХА

ТЕМА 4. ВЫБОР ШИНОПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ В ЦЕХЕ

ТЕМА 5. ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

ТЕМА 6. РАСЧЕТ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ РАЙОНА ГОРОДА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЛИПСА РАССЕЯНИЯ.

ТЕМА 7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП (ПГВ)

ТЕМА 8. РАСЧЕТ ТОКОВ ТРЕХФАЗНОГО И ОДНОФАЗНОГО КЗ

ТЕМА 9. ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ

1.7. Распределение часов по темам дисциплины

Таблица 2

Наименование тем дисциплины	Объем в часах	
	Лекции	Практ.
1	2	3
Тема 1. Основные сведения о системах электроснабжения	2	
Тема 2. Характеристики графиков нагрузки элементов систем электроснабжения	2	2
Тема 3. Системы электроснабжения городов, сельскохозяйственных и промышленных потребителей, принципы их формирования и задачи проектирования	2	
Тема 4. Схемы городских электрических сетей	2	
Тема 5. Схемы сельских электрических сетей и сетей промышленных предприятий	2	
Тема 6. Конструкция и способы прокладки кабельных линий. Токопроводы, шинопроводы, электропроводки, троллеи. Самонесущий изолированный провод,	2	
Тема 7. Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий	2	
Тема 8. Расчетные электрические нагрузки электрических городских и сельских сетей	2	4
Тема 9. Расчетные электрические нагрузки электрических сетей	2	4

Продолжение табл. 2

1	2	3
Тема 10. Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП или ПГВ. Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электроснабжения	2	
Тема 11. Выбор числа и мощности цеховых подстанций. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения	2	2
Тема 12. Расчет режимов электрических сетей до 1 кВ. Расчет потерь.	2	
Тема 13. Режимы работы нейтрали в системах электроснабжения. Качество электроэнергии.	2	
Тема 14. Короткие замыкания в системах электроснабжения	2	2
Тема 15. Заземляющие устройства. Техничко-экономические показатели.	2	
Тема 16. Выбор проводников выше 1 кВ. Выбор электрооборудования на напряжение до 1 кВ	2	
Тема 17. Автоматизация и релейная защита в системах электроснабжения	2	2
Тема 18. Конструктивное исполнение трансформаторных и распределительных подстанций	2	
Итого	36	18

1.8. Входной контроль

Тестирование по базовым дисциплинам.

1.9. Индивидуальная работа студента

Проработка содержания дисциплины по всем темам.

Подготовка к практическим занятиям, решение задач.

Выполнение контрольной работы. Все расчеты по контрольным работам и их обоснование необходимо представить в записке, к которой прилагаются исходные данные и рисунки, предусмотренные заданием.

1.10. Контролирующие материалы

Опрос студентов на практических занятиях по темам дисциплины.

Проверка выполненных домашних заданий.

Зачет.

1.11. Критерии оценки

Студент получает допуск к зачету при условии выполнения контрольных работ, выдаваемых на практических занятиях.

Положительная оценка ставится при показанных студентом не менее 80% основных знаний и умений по данному предмету.

1.12. Вопросы к зачету

1. Выделите характерные группы электроприемников, укажите причины их разбоя.
2. Какие режимы работы электроприемников являются основными?
3. Охарактеризуйте типы длительных режимов электроприемников.
4. Какими параметрами характеризуется повторно кратковременный режим, приведите примеры электроприемников работающих в этом режиме?
5. Приведите основные методы расчета электрических нагрузок. Какое достоинства имеет метод коэффициента расчетной активной мощности.
6. Какие выражения расчетных коэффициентов применяются при описании и определении электрических нагрузок.
7. Поясните различия в физическом смысле расчетной величины электрической нагрузки по нагреву и нагрузки по проектными и договорным условиям.
8. Что из себя представляют электроприемник, потребитель, система электропитания?
9. Поясните что такое, подстанция, ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ОРУ, ЗРУ, КРУГПП, ПГВ?
10. Поясните необходимость категорирования электроприемников по надежности систем электроснабжения
11. Перечислите исходные данные для выбора схемы электроснабжения.
12. Укажите применяемые в системах электроснабжения напряжения, обоснуйте их выбор.
13. Какие преимущества и недостатки имеет петлевая схема электроснабжения, где она применяется? Укажите, как можно повысить ее надежность.
14. Поясните физический смысл теоретического центра электрических нагрузок.

15. Перечислите исходные данные необходимые для выбора ГПП и РП.
16. Каковы особенности выбора схем и оборудования ГПП.
17. Объясните, почему в городских сетях получили распространение ПГВ и кабельные линии.
18. Поясните особенности выбора и дайте характеристику методикам выбора силовых трансформаторов в системах электроснабжения.
19. Объясните, почему в системах электроснабжения применяют трехуровневые и двухуровневые сети напряжений. Какой уровень напряжения рекомендуется в сельских сетях.
20. Опишите, как осуществляется выбора типа и сечения кабельных линий напряжением до 1 кВ.
21. Опишите, как осуществляется выбора типа и сечения кабельных линий напряжением до 1 кВ.
22. Изложите основные сведения по воздушным линиям в системах электроснабжения.
23. Опишите, как осуществляется расчет расчетных электрических нагрузок городских потребителей.
24. Опишите, как осуществляется расчет расчетных электрических нагрузок сельских потребителей.
25. Каковы особенности и ограничения на прокладку кабеля в траншее?
26. Посчитайте увеличение сечения при прокладке кабелей в блоках, поясните физический смысл изменения нагрузки.
27. Почему прокладка кабелей в туннелях и каналах стала основной для предприятий с большой и насыщенной кабельной канализацией?
28. Чем вызвано появления способа прокладки кабелей в эстакадах?
29. Объясните, почему в место воздушных линий на напряжение 10-0,4 кВ в настоящее время рекомендуют применение самонесущих изолированных проводов?
30. Объясните область применения токопроводов и дайте характеристику их конструктивному исполнению.

31. Проиллюстрируйте разнообразие и область применения электропроводок.
32. Укажите особенности применения радиального, магистрального и смешанного питания потребителей и электроприемников.
33. Назовите особенности упрощения расчетов токов КЗ в промышленных сетях.
34. Укажите преимущественную область использования именованной системы при расчетах токов КЗ,
35. Оцените удобство расчета токов КЗ в относительных единицах
36. Укажите особенности расчета токов КЗ на напряжение до 1 кВ.
37. Нужна ли проверка аппаратов, применяемых в системах электроснабжения, на термическую стойкость? Если да, то в каких аппаратах?
38. По каким параметрам осуществляется выбор шинпроводов и кабелей до 1 кВ?
39. Для чего нужны контактор и магнитный пускатель.
40. Что из себя представляют автоматические выключатели и как осуществляется их выбор?
41. Для чего нужны предохранители, в каких сетях они используются? Дайте типовым времятоковым характеристикам.
42. Дайте описание основным показателям качества электроэнергии системы электроснабжения.
43. Какой физический смысл реактивной мощности, и каковы ее источники в системах электроснабжения?
44. Сравните технико-экономические характеристики синхронных машин и батарей конденсаторов как источников реактивной мощности.
45. Обоснуйте экономическую необходимость компенсации реактивной мощности.
46. Перечислите виды применяемых заземлений.
47. Перечислите особенности заземляющих устройств в установках до и выше 1 кВ.

48. Опишите в чем отличие статических методов оценки экономической эффективности от динамических.
49. Опишите режимы работы нейтрали в системах электроснабжения.
50. Как проводится расчет потерь мощности и напряжения в элементах электрических сетей.
51. Опишите принципы компоновки трансформаторных подстанций выше 1 кВ.
52. Опишите особенности компоновки распределительных подстанций.
53. Поясните, что из себя представляет распределительный шкаф? Какие виды шкафов вы знаете?
54. Дайте определение ВРУ. Объясните, как происходит включение резервной линии.
55. Дайте определение комплектному РУ, какие виды РУ Вы знаете?

1.13. Библиографический список

Источники

1. Правила устройства электроустановок. 8 редакция.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. 1995.
3. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках. 1991
4. Руководящие материалы по проектированию с/х. 1999.
5. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Минпромэнерго. 2005.

Основная литература

1. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: изд-во: «Мастерство» 2002
2. Кудрин Б.И, Электроснабжение промышленных предприятий учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1995
3. Кудрин Б.И, Электроснабжение промышленных предприятий учебник для студентов вузов. М.: Интермет Инжиниринг. 2005

4. Расчет коротких замыкания и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студентов вузов / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др. – М.: Издательский центр «Академия», 2006.
5. Электротехнический справочник [Текст] : В 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание, 2002. - 964 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст] / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.], 1991. - 464 с.
7. Гремяков, А. А. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков, 2004. - 47 с.
8. Буре, Ирина Георгиевна. Расчет параметров систем промышленного электроснабжения в переходных режимах [Текст] : учеб. пособие / И. Г. Буре, Л. С. Родина , 2005. - 32 с.
9. Буре, Александр Борисович. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий [Текст] : учеб. пособие / А. Б. Буре, И. А. Мосичева, 2004. - 28 с.
10. Белов, М. П. Автоматизированный электропривод производственных механизмов и технологических комплексов [Текст] : учеб.: рек. Мин. обр. РФ / М. П. Белов, В. А. Новиков, Л. Н. Рассудов, 2004. - 576 с.

Дополнительная литература

1. А.А. Федоров., Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий.
2. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Круповича. М.: Энергия, 1981.
3. Козлов В.А. Электроснабжение городов. 1988.
4. Справочник: Комплектные электротехнические устройства. М.: Энергоатомиздат, 1991.

5. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кнорринга. Л.: «Энергия», 1976.
6. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
7. Карякин Р.Н., Солнцев В.И. Заземляющие устройства промышленных электроустановок: Справочник электромонтажника. 1981.
8. Костенко М.В. и др. Заземление в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжения. 1983.
9. ГОСТ Р 50571.3-94 (МЭК 364-4-41-92)
10. Справочная книга электрика / Под ред. В. И. Григорьева. М.: Колос. 2004

Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика
4. Вестник МЭИ
5. Известия вузов энергетика
6. Новости электротехники

1.14 Информационное обеспечение дисциплины

1. [Центральное Диспетчерское управление \(ЦДУ\) ЕЭС России](http://www.cdu.elektra.ru/)
<http://www.cdu.elektra.ru/>
2. Служба релейной защиты и автоматики ЦДУ ЕЭС РОССИИ
<http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока)
<http://www.oduv.ru/>
4. ОАО «АМУРЭНЕРГО»
<http://www.ae.amur.ru/>
5. ОАО «ДАЛЬЭНЕРГО»
<http://www.dalenergo.org/>
6. ОАО «ЗЕЙСКАЯ ГЭС»
<http://www.rao-ees.ru/zges/>
7. ФОРЭМ
<http://www.cdrforem.ru/>
8. Администратор торговой системы
<http://www.np-ats.ru>

2. ГРАФИК САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ УЧЕБНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

Таблица 3

№ тем ы	Содержание	Объем, час	Срок, уч. не- дели	Форма контроля
1	Графики электрических нагрузок	4	1-2	Проверка и защита контрольных работ
2	Расчет однофазных электрических на- грузок	4	3-4	Проверка и защита контрольных работ
3	Расчетная электрическая нагрузка цеха	4	5-6	Проверка и защита контрольных работ
4	Выбор шинпроводов и кабелей в цехе	4	7-8	Проверка и защита контрольных работ
5	Выбор цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощ- ности	4	9-10	Проверка и защита контрольных работ
6	Расчет расчетной нагрузки района го- рода Определение центра электриче- ских нагрузок и эллипса рассеяния	4	11-12	Проверка и защита контрольных работ
7	Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ)	4	13-14	Проверка и защита контрольных работ
8	Расчет токов трехфазного и однофаз- ного кз	4	15-16	Проверка и защита контрольных работ
9	Выбор аппаратов защиты	4	17-18	Проверка и защита контрольных работ
	Итого	36		

Примечание. Список рекомендуемой литературы для изучения вопросов, вынесенных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программе дисци- плины. Для заочной формы обучения, в связи с сокращенным объемом време- ни, отводимым на лекционные и практические занятия, объем времени, отводи- мый на самостоятельные работы увеличен в 2 раза.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.

Практические занятия предусмотрены в рабочей программе в объеме 18 часов. Тематика практических занятий представлена ниже:

Тема 1. Графики электрических нагрузок (2 часа);

Тема 2. Расчет однофазных электрических нагрузок (2 часа);

Тема 3. Расчетная электрическая нагрузка цеха (2 часа);

Тема 4. Выбор шинпроводов и кабелей в цехе (2 часа);

Тема 5. Выбор цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности (2 часа);

Тема 6. Расчет расчетной нагрузки района города. Определение центра электрических нагрузок и эллипса рассеяния (2 часа);

Тема 7. Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) (2 часа);

Тема 8. Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ (2 часа);

Тема 9. Выбор аппаратов защиты (2 часа);

Практические занятия проводятся согласно методическим указаниям по проведению практических занятий. На практических занятиях студенты рассматривают расчетно-практические задания совместно преподавателем.

Кроме того, на практических занятиях они выполняют контрольные задания по учебному пособию:

Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2005. – 214 с., ил.

Кроме того, на практических занятиях студенты выполняют тестовые задания, приведенные в данном УМКД.

4. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

ТЕМА 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основные термины и определения

Электрические станции предназначены для производства электрической и тепловой энергии, путём постепенного преобразования энергии, заключённой в природных энергоносителях (уголь, газ, нефть, ядерное топливо, вода...) в тепловую, механическую и далее в электроэнергию при помощи специальных машин. Энергетическая система - установки по производству, распределению и потреблению электроэнергии, связанные между собой электрическими и тепловыми сетями.

Электрическая система - часть энергосистемы (генераторы, распределительные устройства, ЛЭП, и приёмники электроэнергии)

Подстанцией (ПС) называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений.

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

Распределительным пунктом (РП) городской электрической сети называется распределительное устройство напряжением 10 (6) кВ, предназначенное для приема электроэнергии от ЦП и передачи ее в распределительную сеть.

Трансформаторной подстанцией городской распределительной сети (ТП) называется подстанция, в которой электроэнергия трансформируется с

высшего напряжения 10 (6) кВ на низшее 0,4 кВ и распределяется на этом напряжении.

Центром питания (ЦП) городской сети называется электростанция или подстанция, от РУ 10 (6) кВ которой электрическая энергия распределяется по сети.

Глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением напряжения 110 кВ и выше к центрам нагрузок потребителей с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации.

Опорной подстанцией называется подстанция, непосредственно связанная с источниками питания энергосистемы не менее чем двумя независимыми линиями.

Питающей линией называется линия, питающая РП от ЦП.

Распределительной линией называется линия, питающая ряд ТП от ЦП или РП или вводы к потребителям.

Потребителем электрической энергии называется предприятие, организация, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию. Будем придерживаться этого определения, считая его более правильным и полагая, что абонент энергоснабжающей организации – потребитель электроэнергии, энергоустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации и который на границе предприятие-энергосистема имеет инструментальный или иной учет параметров электропотребления. Определение ПУЭ: потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории, – менее удачно. Во-первых, оно ставит знак равенства между потребителем и электроприемником, что физически и юридически ошибочно; во-вторых, группу приемников как отдельного потребителя следует выделять административно, и она не всегда объединена технологически или территориально.

Приемником электрической энергии (электроприемником - ЭП) называется устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

Электрика – область народного хозяйства (и науки), решающая задачи построения, обеспечения функционирования и развития электрической части (объектов промышленности, транспорта, организаций и учреждений, сельского хозяйства и населения от границы раздела потребитель – энергосистема до единичного электроприемника или комплекса, поставленного изготовителем. Задача электрики – оптимизация (в широком смысле) формирования (из готовых изделий электротехники) и эксплуатации (с использованием готовой энергии электроэнергетики) электрохозяйства потребителя с учетом неизбежной техноэволюции.

Электроснабжением называют обеспечение потребителей электроэнергией, а системой электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Электрическое хозяйство промышленных предприятий представляет совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства. Электрическое хозяйство включает в себя: собственно электроснабжение (иногда называют внутривзаводским электроснабжением), силовое электрооборудование и автоматизацию, электроосвещение, эксплуатацию и ремонт электрооборудования. Электрическое хозяйство представляет собой совокупность: 1) установленных и резервных электротехнических установок, электрических и неэлектрических изделий, не являющихся частью электрической сети (цепи), но обеспечивающих ее функционирование; 2) электротехнических и других помещений, зданий, сооружений и сетей, которые эксплуатируются электротехническим или подчиненным ему персоналом; 3) финансовых, людских, вещественных и энергетических ресурсов и информационного обеспечения, которые необходимы для жизнедеятельности электриче-

ского хозяйства с экологическими ограничениями как выделенной целостности. Электрическое хозяйство включает также часть электроэнергетической системы, отнесенную к предприятию.

Выбор величины напряжения.

Выбор напряжения для электроустановок проводят исходя из их назначения и целей электроснабжения:

750 кВ – образование крупных объединенных энергосистем; межсистемные связи; выдача мощности крупнейшими ЭС.

500 кВ – образование объединенных энергосистем, межсистемные связи; выдача мощности крупными ЭС; электроснабжение крупных энергоемких предприятий или районов.

220–330 кВ – распределение мощностей внутри крупных энергосистем, электроснабжение удаленных и крупных потребителей.

110–150 кВ – распределение мощностей внутри энергосистем и ПЭС; электроснабжение удаленных сельских потребителей, распределение мощностей внутри крупных городов.

20–35 кВ – электроснабжение промпредприятий средней мощности, городов и сельских потребителей.

6–10 кВ – электроснабжение промышленных и сельских потребителей; распределение мощности внутри крупных предприятий.

660 В – распределение мощностей на предприятиях с большой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и с большим числом электродвигателей 200–600 кВт. Целесообразно сочетание 660 В с первичным напряжением 10 кВ.

380/220 В – питание силовых и осветительных электрических приемников, а также когда применение 660 В нецелесообразно.

Не выше 40 В – в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных для стационарного местного освещения и ручных переносных ламп.

12 В – при особо неблагоприятных условиях в отношении опасности поражения электрическим током – в металлических резервуарах, для питания ручных переносных ламп.

Для крупных городов и промышленных комплексов рекомендуется система: 110/10/0,4 кВ, а при высокой концентрации нагрузок: 330–220–110/0,4 кВ. Развитие сетей 35 кВ в таких районах должно быть ограничено. В сельской местности в районах с концентрированными нагрузками наряду с системой 110/35/10/0,4 кВ рекомендуется система 110/10/0,4 кВ.

Для электроснабжения потребителей чаще всего применяют трёхфазный переменный ток, напряжением 0,4/10(6-20)/110(35)/220(150) кВ, промышленной частоты 50 Гц. Выбор величины напряжения производится путём технико-экономических сравнений ряда вариантов схем при различных напряжениях. Рассматривают 2 - 3 варианта с определением капитальных затрат, ежегодных эксплуатационных расходов, расхода цветных металлов и суммарных затрат. Обычно предпочтение отдаётся сети более высокого напряжения.

Категории электроприёмников

В соответствии с характером ущерба, который может быть нанесён промышленному предприятию, городскому или сельскому потребителю из-за перерывов в энергоснабжении, все потребители, согласно Правил устройства электроустановок (ПУЭ) делятся на три категории:

I категория:

Электроприёмники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб предприятию, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

В промышленности к ним относят: клетевой подъём, вентилятор главного проветривания, все остальные вентиляционные установки, насосные и противопожарные установки, дегазационные установки, котельные, химиче-

ски опасные цеха, водоотливные установки, подъемные шахтные установки и т. п.

В городских сетях:

а) электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии, противопожарные системы, электроприемники эвакуационного, аварийного освещения и охранной сигнализации;

б) котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла;

в) электродвигатели сетевых и подпиточных насосов котельных второй категории с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/ч;

г) электродвигатели подкачивающих и смесительных насосов в тепловых сетях;

д) объединенные хозяйственно - питьевые и производственные водопроводы в городах с числом жителей более 50 тыс. чел.: насосные станции и канализационные насосные станции, не допускающие перерыва в работе;

е) музеи и выставки федеративного значения;

ж) тяговые подстанции городского электротранспорта;

з) ЭВМ вычислительных центров, решающих комплекс народнохозяйственных проблем и задачи управления отдельными отраслями, а также обслуживающих технологические процессы, основные электроприемники которых относятся к первой категории;

и) центральный диспетчерский пункт городских электрических сетей, тепловых сетей, сетей газоснабжения, водопроводно - канализационного хозяйства и сетей наружного освещения;

к) пункты централизованной охраны (ПЦО);

л) центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие здания высотой 17 этажей и более, все ЦТП в зонах с зимней расчетной температурой - 40 °С и ниже;

м) городской ЦП (РП) с суммарной нагрузкой более 10000 кВт.А.

Электроприёмники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв в питании допускается на время включения резервного источника питания. Допустимый интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников I-й категории не более 1 мин. При отключении питания одного из источников переключение на резервный источник должно осуществляться автоматически.

Согласно ПУЭ к независимым источникам питания могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

- каждая из этих секций или систем шин питается от независимых источников;

- секции шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций шин.

Из состава ЭП первой категории выделяется особая группа (нулевая категория) электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Для электроприемников особой группы должен предусматриваться дополнительный третий источник питания, мощность которого должна обеспечивать безаварийную остановку процесса.

Например, к электроприемникам нулевой категории относятся операционные помещения больниц, сети аварийного освещения.

II-я категория:

Электроприёмники, нарушение электроснабжения которых связано с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

В промышленности к ним относятся: приемники прокатных цехов, основных цехов машиностроения, текстильной и целлюлозно-бумажной промышленности, скиповые подъёмы, компрессоры, технологический комплекс, включая обогатительные фабрики, основное оборудование жилых посёлков, и т. п.

В городских сетях:

а) жилые дома с электроплитами, за исключением одно - восьмиквартирных домов, которые относят к электроприемникам III категории;

б) жилые дома высотой 6 этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе;

в) общежития вместимостью 50 человек и более;

г) здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 50 до 2000 человек;

д) детские учреждения;

е) медицинские учреждения, аптеки;

ж) крытые зрелищные и спортивные предприятия с количеством мест в зале от 300 до 800;

з) открытые спортивные сооружения с искусственным освещением с количеством мест 5000 и более или при наличии 20 рядов и более;

и) предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500;

к) магазины с торговой площадью от 250 до 2000 кв. м;

л) предприятия по обслуживанию городского транспорта;

м) бани с числом мест свыше 100;

н) комбинаты бытового обслуживания, хозяйственные блоки и ателье с количеством рабочих мест более 50, салоны - парикмахерские с количеством рабочих мест свыше 15;

о) химчистки и прачечные (производительностью 500 кг и более белья в смену);

п) объединенные хозяйственно - питьевые и производственные водопроводы городов и поселков с числом жителей от 5 до 50 тыс. чел. включительно;

р) учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 чел.;

с) гостиницы высотой до 16 этажей с количеством мест от 200 до 1000;

т) электроприемники установок тепловых сетей - запорной арматуры при телеуправлении, подкачивающих смесителей, циркуляционных насосных систем отопления и вентиляции.

у) диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов, районов электрических сетей;

ф) осветительные установки городских транспортных и пешеходных тоннелей, осветительные установки улиц, дорог и площадей категории "А" в крупных городах;

х) городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 400 до 10000 кВ.А при отсутствии электроприемников I категории.

Электроприёмники II категории снабжаются по двум независимым линиям, перерыв опускается на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

Допустимый интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников II категории не более 30 мин.

Переключение на резервный источник питания можно осуществлять не автоматически.

III-я категория: все остальные электроприёмники. Например, в горной промышленности это все виды транспорта породы, механические мастер-

ские, склады, административно-бытовые корпуса, внутреннее освещение зданий, и т. п.

Перерыв в электроснабжении потребителей III категории не вызывает значительного ущерба. Продолжительность перерыва определяется необходимым временем на замену вышедшего из строя электрооборудования, но не более суток.

Электрические сети подразделяют по следующим признакам.

1). Напряжение сети. Сети могут быть напряжением до 1 кВ - низковольтными, или низкого напряжения (НН), и выше 1 кВ - высоковольтными, или высокого напряжения (ВН).

2). Род тока. Сети могут быть постоянного и переменного тока. Принятая частота переменного тока в ЕЭС России равна 50 Гц.

3). Назначение. По характеру потребителей и от назначения территории, на которой они находятся, различают: сети в городах, сети промышленных предприятий, сети электрического транспорта, сети в сельской местности. Кроме того, имеются районные сети, предназначенные для соединения крупных электрических станций и подстанций на напряжении выше 35 кВ; сети межсистемных связей, предназначенные для соединения крупных электроэнергетических систем на напряжении 330, 500 и 750 кВ. Кроме того, применяют понятия: питающие и распределительные сети.

4). Конструктивное выполнение сетей. Линии могут быть воздушными, кабельными и токопроводами. Подстанции могут быть открытыми и закрытыми.

Электрические параметры электроэнергетических систем

При анализе работы сети различают параметры элементов сети и параметры ее режимов. Параметрами элементов электрической сети являются сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети также относят электродвижущую силу (э.д.с.) источников и задающие токи (мощности) нагрузок. К параметрам режима относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, фазовых углов,

полной, активной и реактивной мощностей электропередачи, а также значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжения и токов в течение периода основной частоты.

Под режимом сети понимается ее электрическое состояние.

При работе в нормальном установившемся режиме значения основных параметров (частоты и напряжения) равны номинальным или находятся в пределах допустимых отклонений от них, значения токов не превышают допустимых по условиям нагревания величин. Нагрузки изменяются медленно, что обеспечивает возможность плавного регулирования работы электростанций и сетей и удержание основных параметров в пределах допустимых норм. Отметим, что нормальным считается режим и при включении и отключении мощных линий или трансформаторов, а также для резкопеременных (ударных) нагрузок. В этих случаях после завершения переходного процесса, который продолжается доли секунды, вновь наступает установившийся нормальный режим, когда значения параметров в контрольных точках системы оказываются в допустимых пределах.

В переходном неустановившемся режиме система переходит из установившегося нормального состояния в другое установившееся с резко изменившимися параметрами. Этот режим считается аварийным и наступает при внезапных изменениях в схеме и резких изменениях генераторных и потребляемых мощностей. В частности, это имеет место при авариях на станциях или сетях, например при коротких замыканиях и последующем отключении поврежденных элементов сети, резком падении давления пара или напоров воды и т.д. Во время аварийного переходного режима параметры режима системы в некоторых ее контрольных точках могут резко отклоняться от нормированных значений.

Послеаварийный установившийся режим наступает после локализации аварии в системе. Этот режим чаще всего отличается от нормального, так как в результате аварии один или несколько элементов системы (генератор,

трансформатор, линия) будут выведены из работы. При послеаварийных режимах может возникнуть так называемый дефицит мощности, когда мощность генераторов в оставшейся в работе части системы меньше мощности потребителей. Параметры послеаварийного (форсированного) режима могут в той или иной степени отличаться от допустимых значений.

Управление электроэнергетическими системами

К работе энергосистем предъявляются следующие основные требования:

- выполнение плана выработки и распределения электроэнергии с покрытием максимумов нагрузки;
- бесперебойная работа электрооборудования и надежная работа систем электроснабжения;
- обеспечение необходимого качества отпускаемой потребителям электроэнергии по напряжению и частоте.

Для обеспечения указанных требований энергосистемы оборудуются специальными диспетчерскими пунктами, которые оснащаются средствами контроля, управления, связью, четкой мнемонической схемой расположения электростанций, ЛЭП и понижающих подстанций.

Отличительной особенностью диспетчерской службы является полная ответственность диспетчера за работу электростанций, электросетей и электроснабжение потребителей. Распоряжение диспетчера является законом и должно безоговорочно выполняться всеми звеньями энергосистемы.

Основной целью управления энергосистемой является оптимизация ее построения, работы и эксплуатации. Для этого необходимо знать:

- свойства и характеристики системы;
- данные о состоянии технологического процесса на электростанциях (о расходе воды и топлива, параметрах пара, скорости вращения турбин и т.д.);
- сведения об электрических параметрах режима (частоте, напряжениях, токах, активных и реактивных мощностях и т.д.);
- положение схемы системы - какие элементы в данный момент находятся в работе, а какие отключены.

Вся эта обширная информация о работе энергосистемы должна перерабатываться и использоваться для оптимизации режима работы.

При аварии дежурный инженер должен найти пути и средства восстановления нормального режима, произвести требуемые переключения в схеме электрических соединений. При аварийных режимах в энергосистеме часто требуется выдать управляющий сигнал не более чем через 0,05 с. Человека здесь выручают автоматические устройства, обладающие при переработке информации большим, чем он, быстродействием.

Организация взаимоотношений между энергосистемой и потребителями

Взаимоотношения между энергосистемой и потребителями регламентированы законом «об электроэнергетике..» и другими нормативными документами. Их в определенной мере можно разделить на юридически-правовые, технико-экономические и оперативно-диспетчерские.

К юридически-правовым вопросам относятся следующие:

- регламентация порядка присоединения электроустановок потребителей к энергосистеме. Различные по составу и присоединяемой мощности потребители ставят перед энергосистемой задачи разной сложности присоединения;

- разграничения балансовой принадлежности оборудования и сетей и эксплуатационной ответственности между потребителем и энергосистемой;

- выбор соответствующих тарифов и системы расчета за электроэнергию;

- определение условий электроснабжения потребителей в период возникновения в энергосистеме временных дефицитов мощности или энергии в целях сохранения устойчивости режима системы и ее разгрузки за счет отключения части потребителей;

- определение порядка допуска персонала энергосистемы в электроустановки потребителей для оперативных переключений и для контроля над режимом электропотребления;

- регламентация ответственности энергосистемы и потребителей за электроснабжение, качество электроэнергии и соблюдение правил пользования электроэнергией.

Технико-экономические вопросы взаимоотношений между энергосистемой и потребителем связаны с разработкой и выполнением:

- технических условий на присоединение электроустановок потребителей к энергосистеме;

- схем размещения приборов контроля качества электроэнергии;

- схем размещения приборов учета;

- нормативов по компенсации реактивной мощности и оптимальных режимов работы компенсирующих устройств;

правил и норм по надежной и экономичной эксплуатации электроустановок потребителей.

Оперативно-диспетчерские взаимоотношения определяются необходимостью обеспечения:

- электроснабжения потребителей в соответствии с выбранным уровнем надежности схемы их внешнего электроснабжения;

- нормальных условий эксплуатации и ремонта оборудования, сетей и приборов энергосистемы и потребителей;

- установленных стандартом норм качества электроэнергии;

- разгрузки энергосистемы для сохранения устойчивости ее режима при возникновении временных аварийных дефицитов мощности.

Единство электрической схемы энергосистемы и потребителей обуславливает необходимость строгой регламентации взаимоотношений между оперативно-диспетчерским персоналом.

Координация взаимоотношений между энергосистемой и потребителем возложена на Энергосбыт.

ТЕМА 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Одной из первых и основополагающих частей проекта электро-снабжения объекта является определение ожидаемых электрических нагрузок на всех ступенях электрических сетей. Именно нагрузки определяют необходимые технические характеристики элементов электрических сетей - сечения жил и марки проводников, мощности и типы трансформаторов, электрических аппаратов и другого электротехнического оборудования. Преувеличение ожидаемых нагрузок при проектировании по сравнению с реально возникающими нагрузками при эксплуатации объекта приводит к перерасходу проводников и неоправданному перерасходу средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования, что вызывает обесценивание капитала. Преуменьшение – к излишним потерям мощности в сетях, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

Правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор средств компенсации реактивной мощности, устройств регулирования напряжения, а также релейной защиты и автоматики электрических сетей.

По указанным причинам ожидаемые электрические нагрузки желательно определять при проектировании возможно точнее. Однако вследствие недостаточной полноты, точности и достоверности исходной информации обо всех многочисленных случайных факторах, формирующих нагрузки, последние не могут быть определены с высокой точностью. Обычно при определении ожидаемых нагрузок считают допустимыми ошибки в $\pm 10\%$.

Прежде чем приступать к расчету нагрузок на различных ступенях СЭС следует проводить классификацию ЭП по объекту электроснабжения в целом или по отдельным его элементам, такая классификация проводится по следующим основным признакам:

- 1). Технологическому назначению, технологическим связям и режиму работы;

Различают три основных режима работы: продолжительный, кратковременный, повторно-кратковременный (можно еще выделить аварийный и послеаварийный режимы, а также пусковой режим).

Под продолжительным (длительным) режимом понимается такой режим, при котором ЭП может длительно работать, причем повышение температуры отдельных частей ЭП не выйдет за установленные пределы. При работе в длительном режиме достигается тепловое равновесие и устанавливается определенная температура электроприем-Вика. В этом режиме работает большинство Эл.двигателей производственных агрегатов и механизмов (вентиляторы, компрессоры, двигатели электротранспорта) В этом же режиме работают Эл. печи, Эл.нагревательные приборы. Эл.двигатели металлообрабатывающих и деревообрабатывающих станков, молоты, прессы и т.д.

Различают следующие типы длительных режимов работы ЭП:

- периодические;
- циклические;
- нециклические;
- нерегулярные.

Первый тип отвечает строго ритмичному процессу с периодом $t_{ц}$, производство, как правило, поточное или автоматизированное по жесткой программе.

Второй тип отвечает случаю не поточного и не автоматизированного производства, но циклического производства. Здесь периодичность нарушена в основном из-за непостоянства длительностей пауз t_n отдельных циклов, однако продолжительность рабочих интервалов t_p цикла и характер соответствующих участков графиков нагрузки остаются практически неизменными. Поэтому здесь можно говорить о средней длительности одного цикла $t_{с.ц.}$

Третий тип отвечает тому случаю, когда выполняемые агрегатом повторяющиеся операции строго не регламентированы, вследствие чего характер графика существенно изменяется и на рабочих участках. Однако нецик-

личный график, подобно периодическому и цикличному, характеризуется стабильностью потребления электроэнергии за среднее время цикла.

Четвертый тип отвечает нерегулярному режиму, работы, когда условие стабильности потребления электроэнергии уже не соблюдается. Это означает, что технологический процесс имеет неустановившийся характер.

Под кратковременным режимом работы подразумевается режим, при котором ЭП работает периодически, период работ мал, при этом отдельные части ЭП не могут достичь установившейся температуры. Период паузы в работе настолько длителен, что ЭП успевает охладиться до температуры окружающей среды. В этом режиме работают обычно вспомогательные механизмы металлообрабатывающих станков, механизмы фрамуг, заслонов, затворок и задвижек.

Повторно-кратковременный режим (ПКР) наблюдается у ЭП в режиме работы, которых рабочие периоды чередуются с кратковременными, но более длительными паузами. Причем длительность всего цикла не превышает 10 минут. В этом режиме работают электродвигатели кранов, тельферов, подъемников и аналогичных установок, а также вспомогательные и некоторые главные приводы станков и приборов. К этой же группе относятся сварочные аппараты.

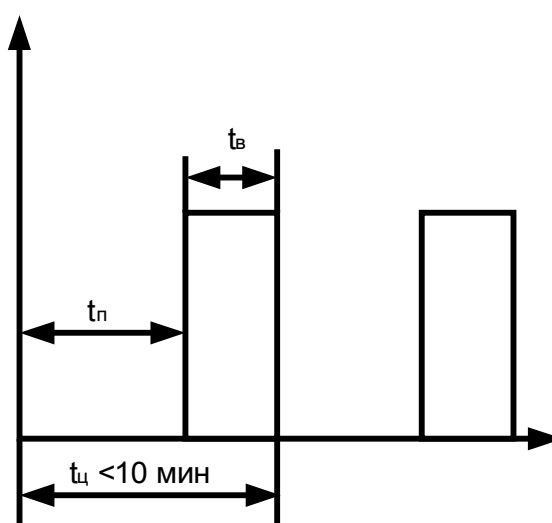


Рис .1. Характеристика повторно-кратковременного режима работы электроприемника

Величиной, характеризующей ПКР продолжительность включения (ПВ):

$$PV = \frac{t_e}{t_{\text{ц}}};$$
$$PV \leq 1. \quad (2.1)$$

где t_e - продолжительность включения;

$t_{\text{ц}}$ - время цикла.

Часто ПВ определяют в процентах, т.е. $PV\% = PV \cdot 100$. Установлены четыре стандартных значения ПВ, на которые выпускается электрооборудование: 15, 25, 40, 60%.

Значение $PV = 1$ (или 100%) соответствует длительному режиму.

2). Напряжению (до 1000 В, и свыше 1000 В), роду тока (переменный, постоянный), частоте (50 Гц, 1800-4000 Гц – некоторые ЭП в деревообрабатывающей и подшипниковой промышленности, установки индукционного и диэлектрического нагрева – до 10000 Гц, и т.д ;

3) категоричности ЭП;

4) территориальному размещению и стабильности работы ЭП;

5) плотности нагрузки на 1 м^2 .

Номинальная (установленная) мощность электроприемника является достоверной исходной величиной для расчета электрических нагрузок, так как она обычно известна. Под номинальной активной мощностью двигателей $P_{\text{ном}}$ понимается мощность, развиваемая двигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной активной мощностью других приемников - потребляемая ими из сети мощность при номинальном напряжении.

Паспортная мощность $P_{\text{пас}}$ приемников ПКР приводится к номинальной длительной мощности при $PV = 1$:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пас}} \sqrt{PV} \quad (2.2)$$

Для сварочных установок часто применяют следующую формулу:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пас}} \cos \phi_n \sqrt{PV} \quad (2.3)$$

Под номинальной реактивной мощностью приемника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети при номинальной активной мощности и номинальном напряжении

Групповые графики электрических нагрузок

Групповые графики электрических нагрузок относятся к группе электроприемников, объединенных одной питающей линией. В отличие от индивидуальных графиков групповой график в строгом смысле неперiodичен. Однако если за какой-то повторяющийся период времени для нескольких графиков одной и той же группы потребителей расход электроэнергии $\Delta_{\text{ц}}$ оказывается одинаковым, то можно ввести понятие обобщенного цикла $T_{\text{ц}}$. При установившемся темпе производства за установившийся цикл принимается длительность смены.

Характер и форма индивидуального графика нагрузки электроприемника определяются технологическим процессом. Групповой график представляет собой результат суммирования графиков отдельных электроприемников, входящих в группу. Однако даже при одинаковых электроприемниках их групповой график может принимать различные очертания в зависимости от ряда случайных факторов, обуславливающих сдвиги во времени работы отдельных электроприемников. Учесть возможность таких сдвигов, как и некоторых изменений характера индивидуальных графиков, а также оценить их влияние на величину максимальной нагрузки группового графика можно при применении для этой цели методов теории вероятностей и математической статистики.

При очень большом числе электроприемников, входящих в группу, суточный график приобретает устойчивый характер. Длительные наблюдения за действующими объектами позволили составить характерные графики для различных отраслей промышленного и сельскохозяйственного производства, а также для городов и поселков. Такие графики называют типовыми и строят их в относительных единицах (отн. ед.), выражая нагрузки в разные часы суток в процентах от максимальной нагрузки, принимаемой за 100%.

Располагая ординаты суточного группового графика в порядке убывания и откладывая по оси абсцисс продолжительность работы при разных нагрузках, получим так называемую упорядоченную диаграмму группового графика.

Для обобщенной городской нагрузки типовой суточный график будет иметь вид приведенный на рис.2

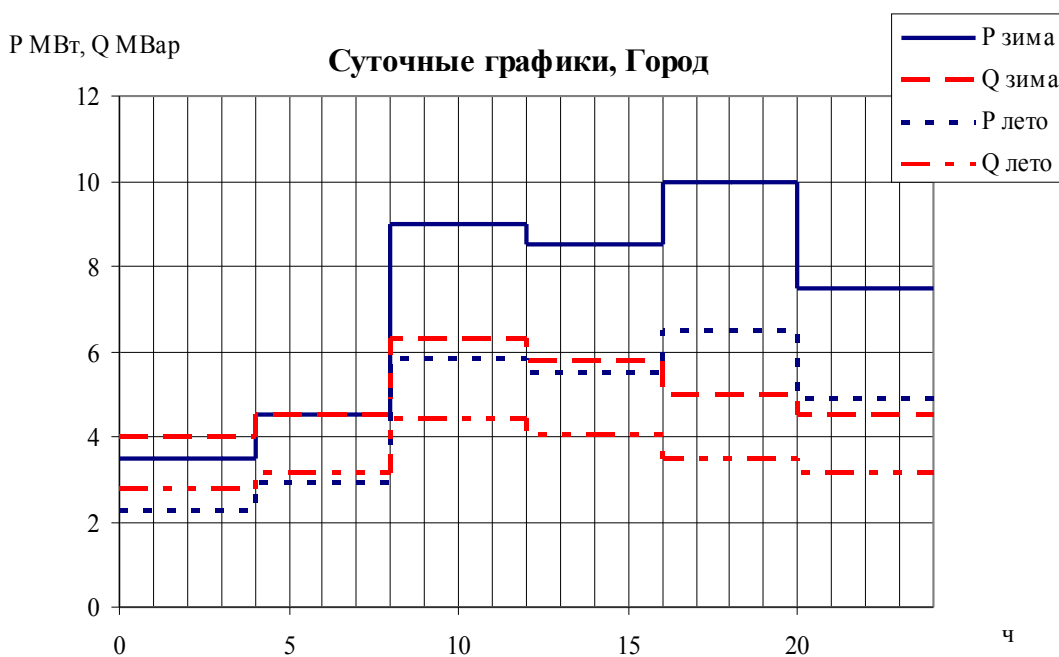


Рис. 2. Представление нагрузок случайными величинами

Так как групповая нагрузка есть сумма индивидуальных, то согласно теореме Ляпунова, при некоторых условиях, всегда удовлетворяемых для индивидуальных графиков независимых электроприемников (при числе приемников в группе больше 10), случайная величина групповой нагрузки подчиняется нормальному закону распределения. Основными числовыми характеристиками нормального закона являются математическое ожидание MP и дисперсия DP . Корень квадратный из дисперсии называется среднеквадратическим отклонением, или стандартом, нагрузки:

$$\sigma_p = \sqrt{DP}, \tag{2.4}$$

Для характеристики случайной величины часто применяется вариация:

$$\gamma_P = \frac{\sigma_P}{MP},$$

(2.5)

Чем меньше вариация, тем более скуденно располагаются значения нагрузки около математического ожидания (среднего значения).

При значении $DP = 0$ случайная величина нагрузки становится детерминированной и постоянной.

Дисперсию случайной величины можно также определить по выражению

$$DP = M[P^2] - M^2[P], \quad (2.6)$$

где $M[P^2]$ - математическое ожидание квадрата нагрузки или эффективная нагрузка P_e .

Для описания случайного процесса распределения нагрузки в течении суток используют понятия теории вероятностей и математической статистики: коэффициент корреляции, корреляционный момент и рядом других.

Обычно для характеристики и описания графиков нагрузок используют производные показатели (безразмерные коэффициенты) вместо терминов и коэффициентов теории вероятностей.

Показатели графиков электрических нагрузок

Общие замечания. При обобщенном исследовании и расчетах нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных коэффициентов, характеризующих режим работы приемников электроэнергии, например по степени их использования во времени и по мощности. Показатель любого типа может определяться для индивидуального или для группового графика как активной, так и реактивной мощности или тока.

Показатели индивидуальных и групповых графиков различаются применением строчной или соответственно прописной буквы.

Все показатели активной нагрузки обозначаются K, k ; реактивной нагрузки - L, l ; токовой нагрузки - G, g .

Род показателя обозначается индексом в виде русской начальной буквы его названия. Например, $K_{и}$ означает групповой (прописная буква) коэффициент использования (индекс «и») графика активной мощности (буква К).

Основным показателем режима работы одного или группы электроприемников служит коэффициент использования, выражающий отношение среднесменной нагрузки ($p_{см}, P_{см}$) к номинальной ($p_{ном}, P_{ном}$). Применительно к трем представлениям нагрузки различают коэффициенты использования по активной мощности, реактивной мощности и току. Наибольшее распространение имеет первый из этих коэффициентов - по активной мощности:

$$K_{и} = P_{см}/P_{ном} = [\sum k_{иi} p_{номi}] / [\sum p_{номi}] = [\sum k_{иi} p_{номi}] / [p_{ном}]; \quad (2.7)$$

$$K_{и} \leq 1.$$

Коэффициент использования активной мощности за смену может быть определен как отношение энергии $э_a$, потребленной приемником за смену, к энергии $э_{a,ном}$, которая могла быть потреблена приемником за смену при номинальной загрузке его в течение смены:

$$k_{и} = э_a / э_{a,ном} \quad (2.8)$$

Коэффициент включения $k_{в}$ электроприемника характеризует степень использования электроприемника по времени:

$$k_{в} = t_{в} / t_{ц}, \quad k_{в} \leq 1. \quad (2.9)$$

где $t_{в}$ – время включения приемника электроэнергии за цикл $t_{ц}$ складывается из времени работы t_p и времени холостого хода $t_{хх}$: $t_{в} = t_p + t_{хх}$.

Коэффициент загрузки отдельного электроприемника определяйся как отношение средних за время включения активной, реактивной мощности или тока к их номинальным величинам.

Очевидно, что средняя активная мощность за время включения $p_{с.в}$ больше средней мощности за цикл $p_{с.ц}$ и обратно пропорциональна времени включения к общей продолжительности цикла:

$$p_{с.в} = p_{с.ц} / [t_{в} / t_{ц}] = p_{с.ц} / [k_{в}]. \quad (2.10)$$

Тогда коэффициент загрузки по активной мощности

$$k_p = p_{с.в} / p_{ном} = p_{с.ц} / (k_{в} p_{ном}) \quad (2.11)$$

Если приближенно считать, что средняя нагрузка за цикл $p_{с.ц}$ равна среднесменной $p_{см}$ что характерно для периодических, циклических и нециклических графиков, тогда:

$$k_z = p_{с.в}/p_{ном} = p_{с.ц}/[p_{ном} k_{в}]. \quad (2.12)$$

Коэффициент формы графика нагрузки - это отношение среднеквадратичной (эффективной) $p_{э}$, $P_{э}$ нагрузки к средней p_c , P_c за данный период времени:

$$k_{ф} = p_{э}/p_c; K_{ф} = P_{э}/P_c; \quad (2.13)$$

$$K_{ф} = \sqrt{(P_c)^2 + (DP)/P_c}. \quad (2.14)$$

Коэффициент формы графика нагрузки группы из n приемни-определяется так же:

$$K_{ф} = \sqrt{1 + \frac{\sum [(k_{fi})^2 - 1] t_i [e (p_{номi})]}{[e p_{номi}]^2}}. \quad (2.15)$$

$$K_{ф} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_m \frac{e (\Delta P_i \psi t_i)^2}{e \Delta P_i \psi t_i}}}{\frac{e \Delta P_i \psi t_i}{n}} = \frac{\sqrt{\sum_n \frac{e (t_i) \psi \Delta P_i^2 \psi t_i}{e \Delta P_i \psi t_i}}}{n}$$

где m – число равномерных (одинаковых) ступеней графика нагрузки ΔP_i ($t_i = const$).

n – число неравномерных интервалов на которые разбит график нагрузки.

Введем величину

$$n_{э} = [\sum (p_{номi})^2] / [\sum p_{номi}]^2 \quad (2.16)$$

которую назовем эффективным числом приемников. Тогда коэффициент формы

$$K_{ф} = \sqrt{1 + \frac{\sum (k_{fi}^2 - 1)}{n_{э}}}. \quad (2.17)$$

Если все приемники имеют одинаковую номинальную мощность $P_{ном}$, то

$$n_{э} = \frac{\sum (p_{номi})^2}{(p_{номi})^2} \quad (2.18)$$

Для реальных графиков нагрузки на интервалах стационарности, например в период максимума нагрузок, $K_\phi = 1,02... 1,25$, однако для объектов с достаточно ритмичным процессом $K_\phi = 1,05... 1,15$.

Коэффициентом заполнения графика нагрузок активной мощности называется отношение средней активной мощности за исследуемый период времени к максимальной за тот же период:

$$K_{з.э} = P_c / P_{max}. \quad (2.19)$$

Следует отметить, что максимальная нагрузка определяется исходя из периода осреднения графика нагрузки, равного 0,5 ч, т.е. за основу берется так называемый получасовой максимум нагрузки.

Для характеристики заполнения графика нагрузки используют также понятие числа часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \mathcal{E} / P_{max}$$

где \mathcal{E} - годовой расход активной электроэнергии объекта.

Неравномерность нагрузки по сменам, работу в праздничные дни, а также сезонные колебания нагрузки учитывает годовой коэффициент энергоиспользования $K_{з.э}$, который устанавливает связь между средними активными нагрузками за смену P_c и среднегодовыми нагрузками $P_{с.г}$

$$K_{з.э} = P_c / P_{с.г}, \quad (2.20)$$

$$P_{с.г} = \mathcal{E} / T_2 \quad (2.21)$$

где T_2 - годовое число часов работы:

$$T_2 = (365 - m)nT_{см}K_p - T_{пр} \quad (2.22)$$

где $T_{см}$ - продолжительность смены; $T_{пр}$ - годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные предпраздничные) дни; m - число нерабочих дней в году; n - число смен; K_p - коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои, принимаемый равным 0,96...0,98.

Годовую продолжительность работы предприятия, за исключением цехов с непрерывным производством, в зависимости от числа ^продолжительности смен можно принимать по данным табл.

Годовое число часов работы предприятия

Продолжительность смены, ч	Годовое число часов работы при числе смен, ч		
	одна	две	Три
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Коэффициент энергоиспользования $K_{э,2}$ изменяется в пределах 0,55...0,95.

ТЕМА 3. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ, СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПРИНЦИПЫ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Назначением систем электроснабжения городов (ЭСГ) является обеспечение электроэнергией всех технологических процессов коммунально-бытовых, промышленных, транспортных и других потребителей, располагающихся на территориях городов и частично ближайших пригородных зон. В состав систем ЭСГ входят: источники питания (ИП) жилых и промышленных зон, как правило, это теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и понижающие подстанции (ПС) (35) – 110–220 или 330 кВ электроэнергетических систем, а также подстанции глубоких вводов (ПГВ) высших напряжений (110–220 кВ) на территориях городов; питающие и распределительные электрические сети средних номинальных напряжений 10(6)– 20 кВ, включая распределительные пункты (РП) данных напряжений и трансформаторные подстанции (ТП) 10(6)–20/0,38 кВ; внешние и внутренние сети напряжением до 1 кВ жилых, общественных и производственных зданий (как правило, 0,38/0,22 кВ); электроприемники (ЭП) всех технологических типов потребителей, расположенных на территориях городов.

Напряжения 6 и 35 кВ указанные в скобках как не рекомендуемые для дальнейшего применения при проектировании ЭСГ.

Структурная схема системы ЭСГ приведена на рис. 3.

Основными задачами конкретного проектирования ЭСГ и иных населенных пунктов являются выбор экономически целесообразных структур номинальных напряжений, типов (по назначению) электрических сетей, номинальных параметров основного электрооборудования линий, подстанций, распределительных пунктов, а также параметров режимов передачи мощности и качества напряжения. При этом должны учитываться электротехнические, экологические и градостроительные (включая архитектурно-техничко-эстетические) требования и ограничения, а также развитие потребителей электроэнергии, источников питания, электрических сетей и возможная неопределенность перспективной технико-экономической информации.

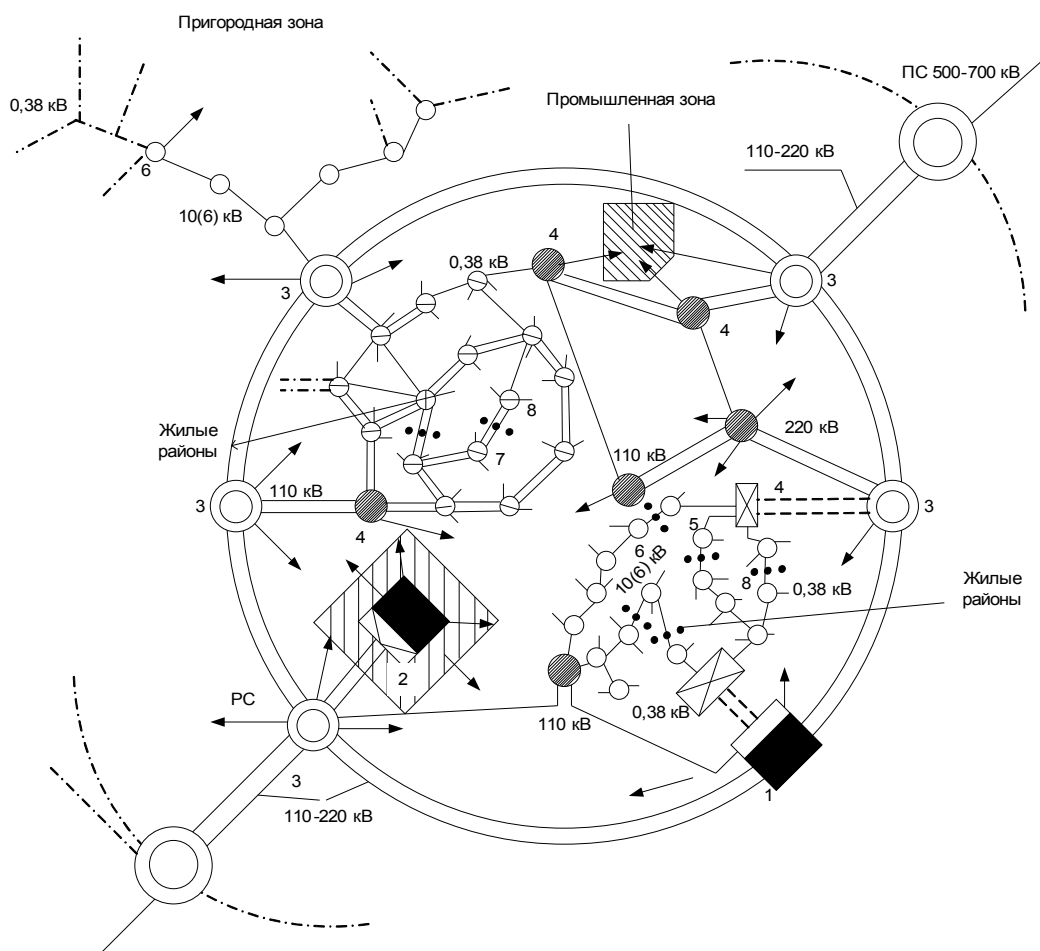


Рис. 3. Структурная схема системы электроснабжения крупного города:

1 – теплоэлектростанция; 2 – теплоэлектростанция и глубокий ввод высокого напряжения; 3 – опорные подстанции высокого напряжения (110 – 220 кВ); 4 – глубокие вводы высокого напряжения (110 – 220 кВ); 5 – распределительные пункты 10(6) – 20 кВ; 6 – одностранформаторные подстанции; 7

– двухтрансформаторные подстанции 10(6) – 20 кВ; 8 – линии 10(6) – 20 кВ, разомкнутые в нормальных режимах работы сети

Конкретно к городским электрическим сетям относятся:

- электроснабжающие сети напряжением 35 кВ и выше, включая кольцевые сети с понижающими подстанциями, линии и подстанции глубоких вводов.

- распределительные сети напряжением 6 - 20 кВ, включая распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), линии, соединяющие центры питания (ЦП) с РП и ТП, линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории города.

- распределительные сети напряжением до 1 кВ, кроме сетей промышленных предприятий этого класса напряжения.

Особенности исполнения систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей

Системам электроснабжения сельскохозяйственных потребителей присущи свои особенности: подвод электроэнергии к большому количеству сравнительно маломощных рассредоточенных объектов; малая плотность электрических нагрузок и значительная протяженность электрических сетей; большие потери напряжения в сетях; значительные колебания напряжений; несимметрия напряжений из-за большой доли однофазных нагрузок; наличие сезонных потребителей; существенное изменение нагрузок в течение суток, года; относительно небольшие токи короткого замыкания и поэтому сложности в обеспечении надежной и селективной защиты элементов системы электроснабжения; относительно небольшая доля электроприемников и потребителей с высокими требованиями к надежности электроснабжения; постоянное развитие электрических сетей для повышения пропускной способности, качества электроэнергии, надежности и необходимости замены изношенных элементов.

Сельскохозяйственные потребители электроэнергии в основном имеют централизованное электроснабжение, осуществляемое с шин электрических станций и трансформаторных подстанций (ПС) энергосистем или тяговых ПС электрифицированных железных дорог. Местное электроснабжение (от автономных электростанций) характерно для малонаселенных и труднодоступных районов.

Основой системы сельского электроснабжения являются электрические сети сельскохозяйственного назначения напряжением 0,38–110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50 % по расчетной нагрузке) сельскохозяйственные потребители, включая коммунально-бытовые, объекты мелиорации и водного хозяйства, а также предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского населения.

Электрические сети сельскохозяйственного назначения делятся на два вида:

сети 35–110 кВ – питающие;

сети 6–10–20 кВ (далее 10 кВ) и 0,38 кВ – распределительные.

Основной системой распределения электроэнергии является трехступенчатая 110/35/10/0,4 кВ с двухступенчатыми подсистемами 110/10/0,4 кВ и 35/10/0,4 кВ.

Питающие сети состоят из линий электропередачи 35–110 кВ и ПС 35–110/10 кВ.

Высоковольтные распределительные сети включают линии электропередачи 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ, низковольтные распределительные сети – линии электропередачи 0,38/0,22 кВ. При расположении сельскохозяйственных потребителей вблизи линий 35 кВ возможно строительство ТП 35/0,4 кВ.

При текущем и перспективном проектировании электроснабжения разрабатываются схемы развития питающих и распределительных сетей. При этом должны быть удовлетворены следующие основные требования:

Электрические сети должны выполняться комплексно, с увязкой между собой электроснабжающих сетей 35 кВ и выше и распределительных сетей 6 - 20 кВ, с учетом всех потребителей города и прилегающих к нему районов. Электрические сети должны выполняться с учетом обеспечения наибольшей экономичности, требуемой надежности электроснабжения, соблюдения установленных норм качества электроэнергии. При этом рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности.

Проектом должна предусматриваться возможность поэтапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок в перспективе без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

Система электроснабжения должна выполняться так, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности.

Применение резервных элементов, не несущих нагрузки в нормальном режиме, может быть допущено как исключение при наличии технико-экономических обоснований.

При реконструкции действующих сетей необходимо максимально использовать существующие электросетевые сооружения. Решение об их ликвидации может быть принято только при соответствующем технико - экономическом обосновании.

Электроустановки должны выполняться, как правило, с применением типовых проектов или решений с учетом максимального применения комплектного электротехнического оборудования заводского изготовления.

Основным направлением развития сельских электрических сетей должно быть преимущественное развитие сетей напряжением 35–110 кВ. Причем предусматривается применение напряжения 110 кВ вместо 35 кВ и 35 кВ вместо 10 кВ. Линии электропередачи напряжением 35–110 кВ выполняются воздушными одноцепными взаимно резервирующими секционированными

магистралями, т.е. по кольцевой схеме. Питание линий осуществляется от шин разных трансформаторных ПС 35–110 кВ или разных систем (секций) шин одной ПС с автоматическим двусторонним, как правило, вводом резервного питания. В узлах сети размещаются опорные трансформаторные подстанции 35–110 кВ. Конструкция этих ПС должна предусматривать развитие открытого распределительного устройства (ОРУ) 35–110 кВ в перспективе. Вновь сооружаемые ПС должны, как правило, присоединяться к ОРУ 35–110 кВ действующих ПС или в расщелку воздушных линий (ВЛ) 35–110 кВ, а также по схеме ответвления от существующих ВЛ с учетом пропускной способности существующей сети.

В случаях параллельного расположения действующей ВЛ 35 кВ и намеченной к строительству ВЛ 110 кВ рассматривается целесообразность перевода действующей ПС 35/110 кВ на напряжение 110/10 кВ. Если в направлении ВЛ, намечаемой к строительству, в перспективе потребуется сооружение линии более высокого напряжения, то эта линия проектируется на более высокое напряжение с временным использованием (сроком до 5 лет) на более низком напряжении.

Основу сети 10 кВ составляют воздушные взаимно резервирующие секционированные магистральные линии электропередачи с ответвлениями, опорные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (ОТП) и распределительные пункты (РП) 10 кВ.

При этом магистраль ВЛ сооружается с проводом одного сечения с минимальным количеством ответвлений и имеет один (включаемый автоматически) сетевой резерв от другой магистрали, имеющей независимое питание. Ответвления от магистрали сводятся по возможности в узлы, где установлены ОТП и РП.

ОТП представляют собой подстанции с развитым распределительным устройством (РУ) 10 кВ, предназначенные для присоединения радиальных линий электропередачи 10 кВ, автоматического секционирования и резервирования магистрали, размещения устройств автоматики и телемеханики.

ОТП устанавливают у потребителей первой категории по надежности электроснабжения, на хоздворах крупных населенных пунктов и включают в расщетки магистралей ВЛ 10 кВ.

РП устанавливают в узлах сети, где предполагается сооружение ПС 35–110/10 кВ с использованием РП в перспективе в качестве РУ 10 кВ этих ПС.

До сооружения ПС 35–110/10 кВ для основного питания РП строится линия 35–110 кВ с временным использованием (до 5 лет) на напряжении 10 кВ. Для резервного питания РП могут использоваться действующие или вновь сооружаемые линии 10 кВ. РП оборудуются устройствами автоматического ввода резерва (АВР).

Распределительные линии 0,38 кВ выполняются по магистральным и радиальным схемам. Радиальное питание от ТП 10/0,4 кВ отдельными линиями 0,38 кВ применяют для ответственных и отдельно расположенных потребителей электроэнергии.

Особенности исполнения систем электроснабжения промышленных предприятий

Для электроснабжения промышленных предприятий обычно используются соответствующие городские или сельские сети напряжением 35 кВ и выше, иногда строятся собственная электрическая сеть высокого напряжения от источника питания до промышленного предприятия (в этом случае чаще всего применяют радиальную или магистральную схему ЭС) питание осуществляют обычно от ВЛ и КЛ, при этом для приема электроэнергии высокого напряжения используются главные понизительные подстанции ГПП или подстанции глубокого ввода ПГВ. Для электроснабжения небольших промышленных предприятий используют распределительные подстанции (РП) 6-10 (20) кВ. Вышеуказанные ПС образуют схемы внешнего электроснабжения. Оставшуюся часть системы электроснабжения считают внутренним. Во внутреннее электроснабжение входят: РП 6-10 (20) кВ, расположенные на территории предприятия и питаемые от ПС высокого напряжения, а также расположенные на территории предприятия цеховые трансформаторные ПС 10/0,4 (6/0,4) кВ. При этом обычно применяют схемы ТП и сети напряжением

10 (20) кВ, а ТП с высшим напряжением 6 кВ применяют только в случае наличия специфических приемников (примером могут служить, электродвигатели 6 кВ горводоканала г.Благовещенска), при этом использование сетей напряжением 6 кВ должно быть обосновано экономически. При формировании схем внутреннего электроснабжения промпредприятия широко используются токопроводы, а также кабели напряжения 10 (6) кВ и ниже, так как ВЛ применять на территории предприятия нецелесообразно, в связи с их большими габаритными размерами. В случае наличия на предприятии больших сосредоточенных нагрузок с высокой плотностью могут, также, применяться токопроводы и КЛ напряжением 35 кВ. Цеховые сети до 1 кВ обычно выполняют кабелями, изолированными проводами и шинопроводами (на напряжение 220-660 В).

ТЕМА 4. СХЕМЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Требования к выполнению и выбору схем городских электрических сетей аналогичны таковым в общей теории формирования сетей: экономическая целесообразность, обоснованная надежность, качество напряжения, восприимчивость к развитию потребителей и сетей и т.п.

Специфика требований к схемам городских электросетей обуславливается массовостью всех сетевых сооружений, линий и электрооборудования; влиянием условий городского хозяйства, экологической безопасности, технической и градостроительной эстетики; условиями эксплуатации электрооборудования в неотапливаемых помещениях при минимальном объеме технического обслуживания; преобладанием электроприемников второй категории (по требованиям надежности электроснабжения) в жилых районах.

В связи с указанным актуально применение наиболее простых схем с минимальным количеством специализированного электрооборудования. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей. В схемах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения разнообразных средств связи и автотранспорта, а также особен-

ности эксплуатации сетей 10(6)–20 кВ с компенсированной или изолированной нейтралью.

Внутренние распределительные электрические сети напряжением до 1 кВ большинства жилых и общественных зданий и предприятий состоят из вводного распределительного устройства (ВРУ), распределительных линий и соответствующего электрооборудования и выполняются в виде разветвленных магистральных сетей. На рис. 4 представлена характерная схема сети 16-этажного жилого здания. Схемы ВРУ напряжением до 1 кВ зависят от требований надежности электроприемников, расположенных в здании, количества и назначения линий внутренней и внешней сетей, подробнее эти вопросы будут освещены нами при описании компоновки ВРУ. При зданиях большого объема (административно-производственные, учебные, более 25 этажей) оправдано размещение ТП 10(6)–20/0,38 кВ в цокольных и на промежуточных технических этажах, а также в чердачных помещениях или на крыше здания.

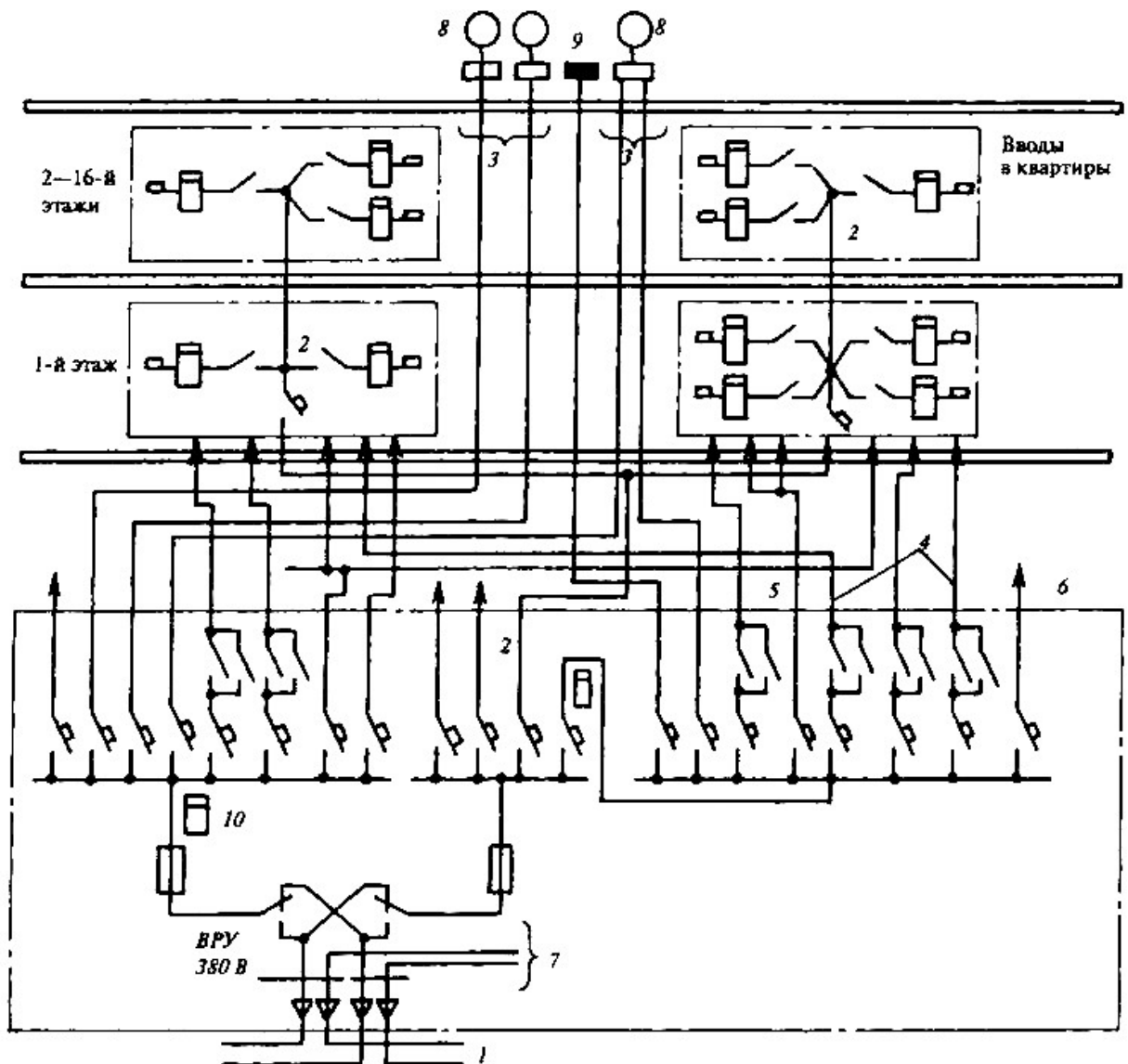


Рис. 4. Упрощенная принципиальная схема распределительной сети 380 В 16-этажного жилого дома:

1 – кабели внешних линий; 2 – магистральные линии питания квартир; 3 – линии двигателей лифтов; 4 – линии освещения лестничных клеток; 5 – линии наружного освещения здания; 6 – линии освещения технического подполья; 7 – линии к щитку автоматического включения резерва электроприемников первой категории; 8 – двигатели лифтов; 9 – щиток иллюминации; 10 – счетчики электроэнергии

При последующем рассмотрении и анализе областей применения схем электрических сетей необходимо учитывать режим нейтрали электроустановок:

а) все электрические сети напряжением до 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали трансформаторов, питающих данные сети;

б) нейтрали трансформаторов ИП сетей 10(6)–20 кВ могут быть незаземленными или заземленными через дугогасящие реакторы необходимая мощность которых определяется по суммарной длине линий, присоединенных к шинам данного напряжения питающей подстанции рис.5.

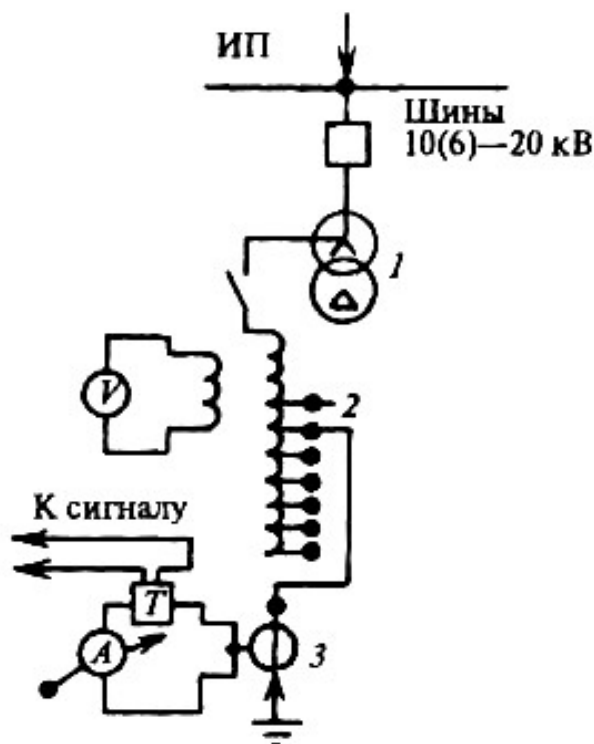


Рис. 5. Принципиальная схема подключения дугогасящего реактора к шинам 10(6) – 20 кВ источника питания:

1 – заземляющий трансформатор; 2 – дугогасящая катушка; 3 – трансформатор тока нулевой последовательности; Т – токовое реле

Допускается применение незаземленной нейтрали при токах однофазных замыканий на землю до 30 А при напряжении 6 кВ, 20 А – 10 кВ, и 15 А – 20 кВ.

Схемы городских электрических сетей.

Схемы питающих сетей, схемы разомкнутых распределительных сетей.

Для электроснабжения крупных городов применяются две принципиально различные системы

построения схем электрических сетей напряжением 6–10 кВ:

а) системы с распределительными пунктами (РП), связывающими между собой питающие и распределительные линии (двухступенчатая сеть);

б) системы, в которых трансформаторные подстанции (ТП) потребителей присоединены к центрам питания (ЦП) непосредственно через распределительную сеть (одноступенчатая сеть),

Питающие сети

В больших городах в прошлом широкое распространение получила система электроснабжения с РП, которые связаны с центрами питания относительно небольшим числом питающих линий большой пропускной способности. К шинам РП присоединяется нужное число линий распределительной сети. Таким образом РП является как бы повторением источника питания (ИП).

Такая двухступенчатая сеть, в частности, характерна для питающих центров, имеющих схемы с индивидуальным реактированием отходящих линий, вызываемым необходимостью ограничения токов короткого замыкания (т. к. з.).

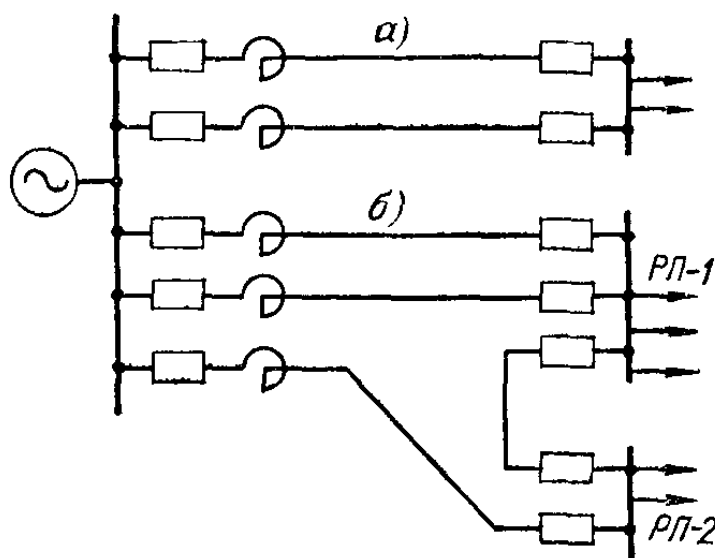


Рис. 6. Схемы питающих сетей: а – радиальной; б – петлевой.

Питающие сети, через которые осуществляется электроснабжение суммарных нагрузок 3000 кВА и более, должны при любом повреждении сети

обеспечивать питание потребителей либо по резервным линиям, нормально включенным, либо путем автоматического ввода резерва (АВР).

На рис. 6. приведены схемы радиальной и петлевой (радиальной с переключателем) питающих сетей с параллельной работой линий (разъединители условно на схемах не показаны).

Если мощность короткого замыкания на шинах РП при параллельной работе большого количества питающих линий получается недопустимо высокой, то применяют схему с раздельной работой распределительных пунктов РП-1 и РП-2. В этом случае один из выключателей переключки между РП-1 и РП-2 нормально отключен; при повреждении питающей линии он включается автоматически.

Если нагрузки РП значительны, то схемы, подобные изображенным на рис. 6, выполняются сдвоенными кабелями в каждой линии с АВР на резервных переключках между РП (рис. 7).

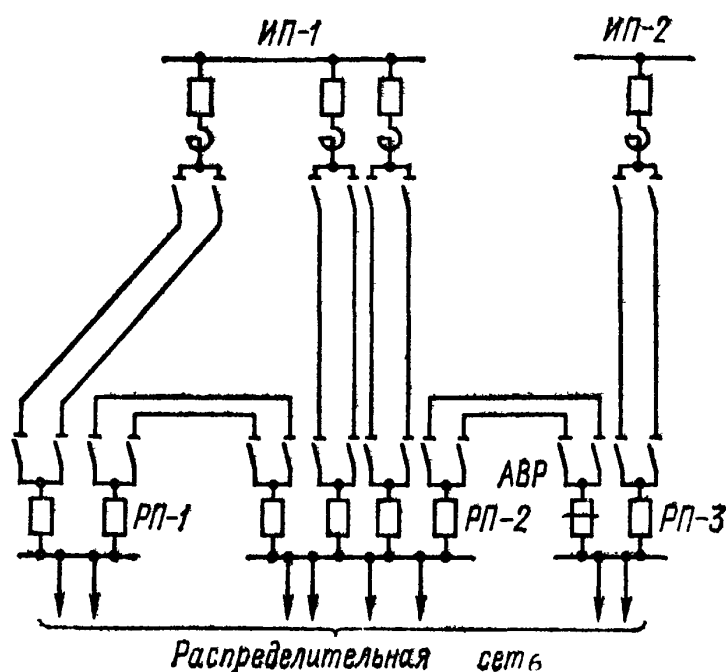


Рис. 7. Схема сети с параллельной работой линий и с АВР.

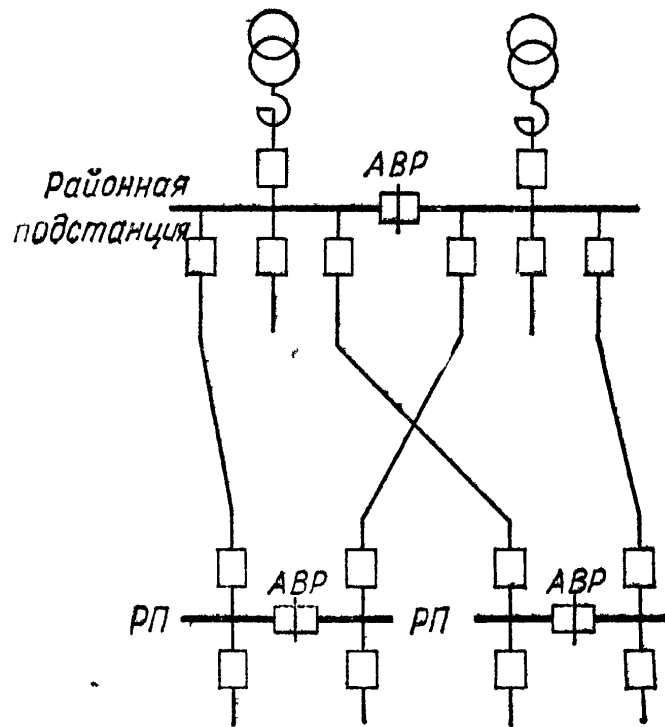


Рис. 8. Схема сети с глубоким секционированием.

Число РП, присоединенных к питающей сети, может быть и больше двух, причем питание их может осуществляться, как показано на том же рисунке, от разных источников.

В настоящее время широко стали применяться схемы районных подстанций с групповым реактированием, установкой расщепленных реакторов или с использованием трансформаторов с расщепленными обмотками, что позволяет значительно упростить оборудование распределительных устройств 6–10 кВ и применять для них более простые секционированные схемы. В связи с этим появляется возможность построения сети по принципу глубокого секционирования, с применением секционных выключателей как на районной подстанции, так и на РП с АВР (автоматическим вводом резерва). Такая схема изображена на рис. 8.

Схема двухступенчатого питания электронагрузок, несмотря на некоторое снижение протяженности сети 6–10 кВ из-за укрупнения питающих кабелей, по сравнению с одноступенчатой обладает более высокими стоимостными показателями за счет наличия РП, а при индивидуальном реактировании отходящих линий еще и за счет высокой стоимости линейных ячеек с реакто-

рами. Выбор той или иной системы построения сети производится в зависимости от плотности нагрузок, возможности приближения ИП к центру нагрузок, распределения нагрузок по площади и завершается технико-экономическим сравнением возможных вариантов.

Распределительные сети напряжением 6–10 кВ

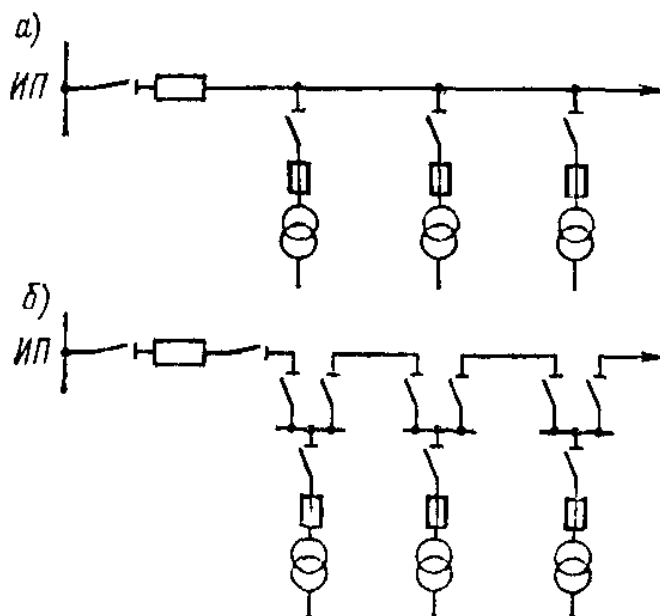


Рис. 9. Схема разомкнутой распределительной сети городских электрических сетей

На рис. 9, а представлена наиболее простая и дешевая схема разомкнутой распределительной сети высокого напряжения для городских и сельских потребителей. Недостатком этой схемы является то, что авария, произошедшая в любом месте сети, прекращает питание всех потребителей.

На схеме рис. 9, б линия заведена на шины каждой из подстанций. Благодаря установке разъединителей на вводах каждый участок можно отсоединить для ремонта. В этом отношении данная схема удобнее предыдущей, но ее осуществление обходится, конечно, несколько дороже. При аварии лишаются питания только потребители, присоединенные за поврежденным участком (считая от ИП).

Схемы разомкнутых распределительных сетей

Схема петлевой распределительной сети высокого напряжения.

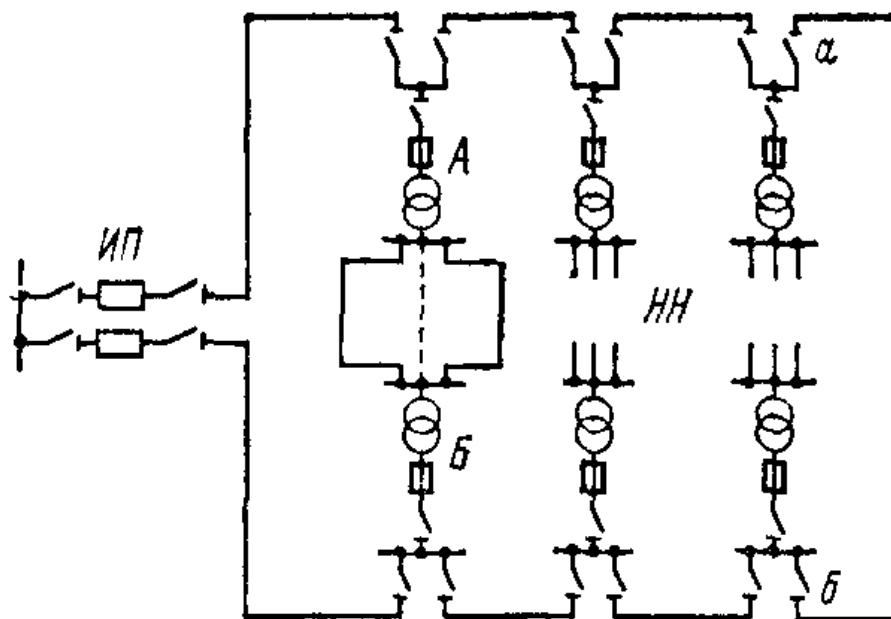


Рис.10. Схема петлевой распределительной сети высокого напряжения.

Петлевая распределительная сеть, представленная на рис. 10, работает разомкнуто (перемычка а–б в конце сети нормально разомкнута); каждая магистральная линия питается от ИП независимо. Если повреждается какой-либо участок одной из линий, то от релейной защиты отключается выключатель, установленный в начале линии, и питание всех потребителей, присоединенных к этой линии, нарушается. После нахождения места аварии поврежденный участок отключают разъединителями и, замкнув перемычку а–б, восстанавливают питание подстанций. В самом тяжелом случае, когда повреждение произошло на первом участке от ИП, вся нагрузка сети переходит на питание по одной линии; чтобы линия могла выдержать такую увеличенную нагрузку, необходимо делать поверочный расчет сети на нагрев по аварийному режиму, допуская при этом потерю напряжения, разрешаемую для аварийного режима.

Размыкание петли для нормального режима необходимо делать на подстанции, совпадающей с точкой токораздела, так как при этом потери электроэнергии будут наименьшими.

Количество трансформаторных подстанций, присоединяемых к одной петле сетей напряжением 6–10 кВ, не должно быть более 10–12 (т. е. 5–6 подстанций на линию).

Повышению надежности электроснабжения потребителей способствует применение автоматизированных разомкнутых схем сетей с резервированием на стороне ВН или НН. Таковы, в частности, двухлучевая и многолучевая схемы, нашедшие практическое применение в сетях Москвы и других городов России.

На рис. 11 дана схема двухлучевой распределительной сети ВН. На трансформаторных подстанциях установлено по два трансформатора одинаковой мощности, каждый из которых питается от отдельной линии (луча). Сеть НН разомкнута. При аварии в трансформаторе или в линии ВН сеть НН, питающаяся от данного трансформатора, автоматически отключается и переключается на другой трансформатор при помощи контактов К1 и К2. Номинальная мощность обоих трансформаторов каждой подстанции с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме должна быть примерно в 1,4 раза больше нагрузки этой подстанции.

Чтобы повысить загрузку кабелей сети ВН в нормальном режиме, целесообразно выполнить сеть не по двухлучевой, а по трехлучевой схеме, чередуя присоединения подстанций к лучам.

Высокая надежность трансформаторов делает допустимой и такую двухлучевую схему питания разомкнутых сетей НН, по которой на подстанцию приходится только один трансформатор. Резервирование на случай повреждения питающей линии высокого напряжения Л1 и Л2 осуществляется здесь на вводах высокого напряжения посредством двух выключателей нагрузки ВН-1 и ВН-2 (рис. 12), один из которых нормально отключен. Исчезновение напряжения приводит к тому, что от реле минимального напряжения подается команда на отключение ВН-1 и на включение ВН-2. Оперативный ток получают от трансформатора напряжения ТН.

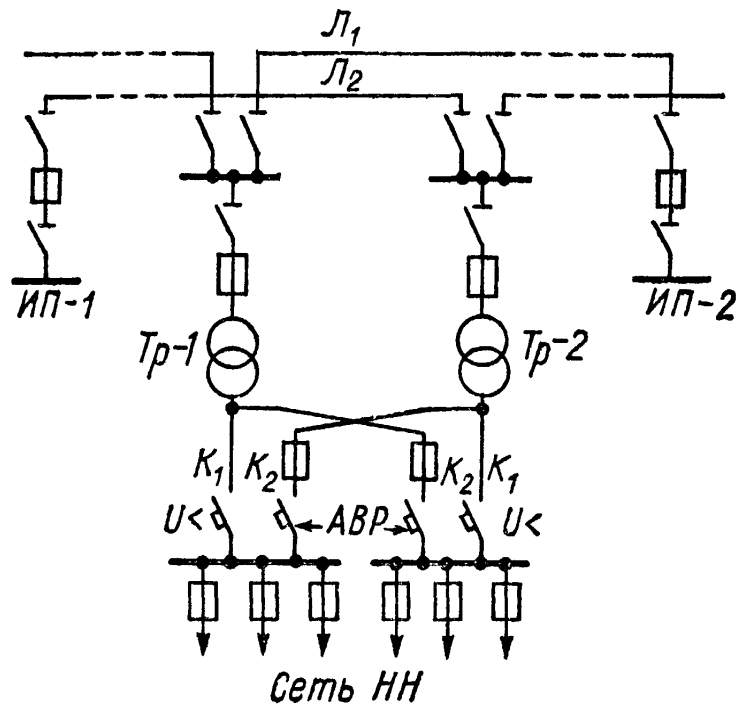


Рис. 11. Схема двухлучевой автоматизированной

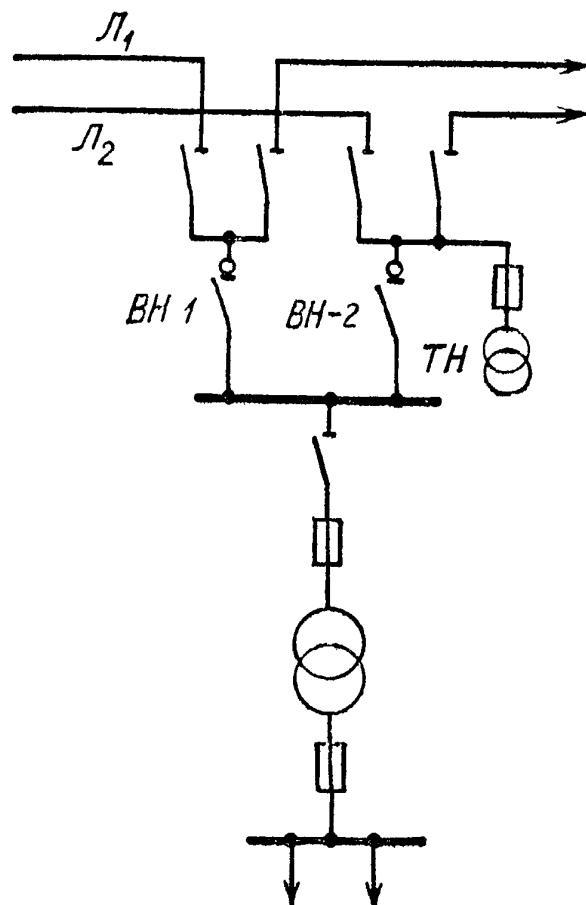


Рис. 12. Схема трансформаторной распределительной сети с АВР на 380В. подстанции с АВР на стороне высшего напряжения

К1 - рабочий контактор с реле минимального напряжения; К2 - резервный контактор с АВР; ИП – источник питания.

Для обеспечения плановых (и аварийных) ремонтов трансформатора без отключения потребителей предусматривают резервирование по сети НН от соседней подстанции.

Схемы сетей промышленных предприятий

При проектировании сетей промышленных предприятий вначале должен быть решен вопрос об источниках питания. На предприятиях, которые требуют для технологических целей большого количества тепловой энергии, в ряде случаев целесообразно сооружать собственные ТЭЦ. Вопрос о том, что строить – ТЭЦ или котельную, решают с помощью технико-экономических подсчетов.

Электроснабжение предприятия, таким образом, может базироваться на питании либо от энергосистемы, либо одновременно от системы и ТЭЦ, либо, наконец, если в районе сооружения предприятия нет сетей энергосистемы, то только от ТЭЦ. По условиям резервирования, выдачи избыточной мощности ТЭЦ в систему и повышения экономичности во всех случаях предпочтительнее второй вариант, т. е. параллельная работа ТЭЦ с системой.

Подлежит решению и вопрос о числе источников питания, обеспечивающем бесперебойность электроснабжения предприятия.

Для промышленных предприятий, имеющих нагрузки 1 категории, необходимы два независимых ИП. Каждый из этих источников должен обладать мощностью, достаточной, чтобы в случае выхода из строя другого источника обеспечивать питанием все нагрузки 1-ой категории либо без прерыва, либо путем автоматического немедленного восстановления питания.

Наличие на предприятии ТЭЦ, работающей параллельно с энергосистемой, обеспечивает выполнение этого требования. Если же питание осуществляется только от системы, то резервирование возможно либо дублированием этого питания (две подстанции или две линии передачи), -либо создани-

ем местного источника питания небольшой мощности, рассчитанного лишь на нагрузки I категории (например, дизельная электростанция).

Для объектов I-ой категории особо повышенной надежности предусматривается третий (аварийный) источник, мощность которого должна быть достаточна для безаварийного останова предприятия.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий, питаемых от энергосистемы, подразделяются на схемы внешнего и на схемы внутреннего электроснабжения.

Схемы внешнего электроснабжения

Для сравнительно небольших промышленных предприятий, расположенных в черте города, нагрузки которых допускается писать напряжением 6–10 кВ, применяют схемы внешнего электроснабжения, аналогичные схемам питающей сети, изображенным на рис. 8-1 – 8-3.

На промышленных предприятиях с большими мощностями применимы глубокие вводы напряжением 35–110 кВ, представляющие собой кабельные или, если позволяет местность, воздушные линии, которые заканчиваются у места потребления трансформаторами, присоединяемыми к распределительным устройствам напряжением 6–10 кВ, а в некоторых случаях непосредственно к цеховым распределительным устройствам.

Если промышленные предприятия расположены на значительном расстоянии от населенных пунктов и вдали от сетей энергосистемы, внешнюю схему электроснабжения осуществляют либо с помощью линий электропередачи напряжением 35 кВ, присоединенных к распределительным сетям этого напряжения, либо с помощью линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, присоединенных к районным сетям. В этих случаях на промышленном предприятии сооружают понизительную подстанцию, трансформирующую электрическую энергию на напряжение распределительной сети предприятия.

Схемы внутреннего электроснабжения

Схемы распределительных сетей напряжением 6–10 кВ для

внутреннего электроснабжения промышленных предприятий проектируют, вообще говоря, так же, как описанные выше схемы городских сетей. Для крупных объектов, которые занимают обширные площади и обладают большими нагрузками или имеют на своей территории электростанцию или главную понизительную подстанцию, проектируют питающую сеть с РП (см. рис. 5 и 6) и далее распределительную сеть, питающую цеховые подстанции. При этом РП размещают, как правило, в местах наибольшего потребления электроэнергии и совмещают с трансформаторными подстанциями наиболее крупных цехов. Чаще всего, особенно при двух источниках питания, предпочтение отдают схеме глубокого секционирования (см. рис. 7), предусматривающей двустороннее питание от независимых источников каждой секции наиболее ответственных подстанций и наличие АВР на секционных выключателях.

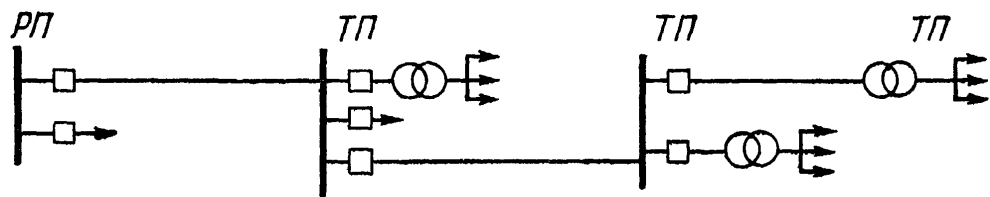


Рис. 13. Схема радиальной сети с выключателями (для промышленного предприятия).

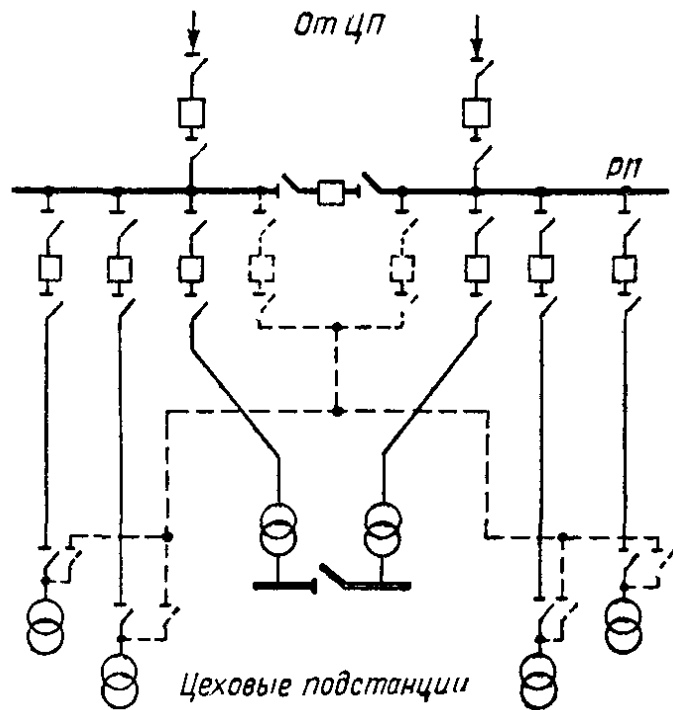


Рис.14. Схема сети промышленного предприятия с индивидуальным питанием цеховых подстанций.

Распределительную сеть промышленных предприятий с цеховыми подстанциями, допускающими перерывы в электроснабжении (II и III категории нагрузок), можно выполнять по радиальной или по радиально-петлевой схеме, аналогично схемам рис. 9, б и 10.

Надо, однако, учитывать, что эти схемы не лишены недостатка: в случае повреждения линии выходит из строя сразу целая группа цехов, что не может не привести к значительному расстройству работы предприятия. Это заставляет отдавать предпочтение радиальной схеме с выключателями, изображенной на рис. 13.

Для предприятий с нагрузками I и II категорий применимы схемы с индивидуальным питанием цеховых подстанций от РП, как это изображено на рис. 15. В этом случае повреждение линии какой-либо цеховой подстанции не сказывается на работе остальных подстанций. Надежность схемы можно повысить, поставив резервирующую перемычку, изображенную на схеме штриховой линией. Но это делает недостаток схемы – повышенный расход кабелей – еще ощутимее.

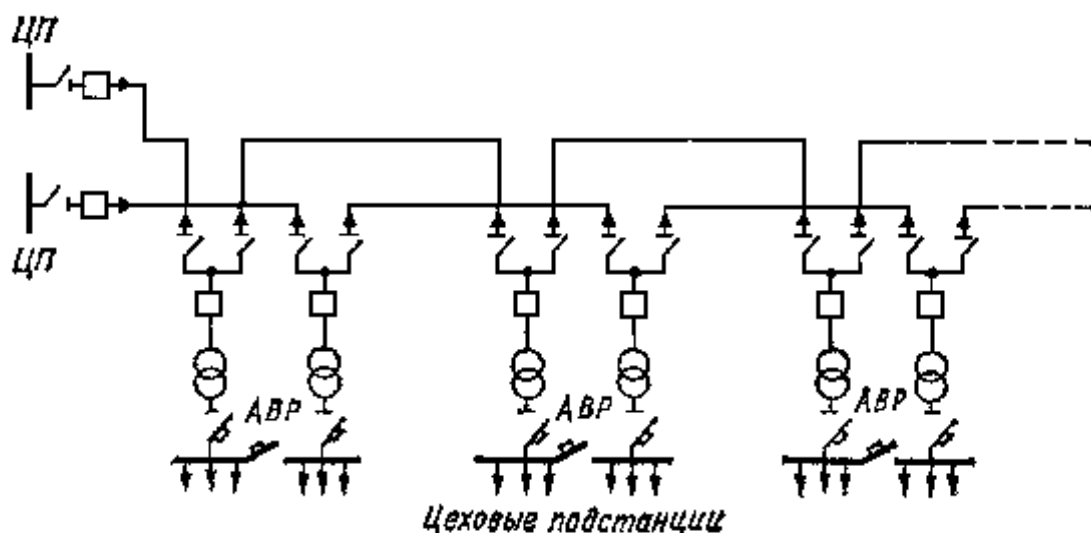


Рис. 15. Схема бесшинных подстанций со сквозными магистралями.

Более совершенна и, главное, более экономична по затратам кабеля схема со сквозными двойными магистралями, присоединенными к разным источникам питания или к разным секциям РП (рис. 15). В этом случае цеховые подстанции выполняются без сборных шин с двумя трансформаторами каждая, присоединенными к разным магистралям, что создает надежное резервирование.

В некоторых случаях подстанции глубокого ввода не удастся разместить вблизи цехов. Тогда в целях экономии кабеля в распределительной сети, а также для упрощения и удешевления схем распределительных устройств РП на предприятиях с большими сосредоточенными нагрузками применяют в сетях напряжением 6–10 кВ шинопроводы, монтируемые по эстакадам и являющиеся как бы продолжением шин РП.

Наш обзор далеко не исчерпывает всех возможных вариантов схем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Эти схемы надо разрабатывать для каждого предприятия отдельно, учитывая особенности его технологического процесса, ответственность отдельных приемников и цехов, взаимное их расположение, а также характер источников питания и их расстановку.

Схемы загородных сетей сельскохозяйственного назначения

Назначение этих сетей – электроснабжение сельскохозяйственных предприятий, небольших населенных пунктов, городов районного подчинения, колхозов и совхозов. К этим сетям присоединяются также промышленные предприятия малой и средней мощности, расположенные в сельской местности, а также подстанции горных разработок, рудников, карьеров, торфоразработок и т. п.

В связи со строительством крупных животноводческих ферм, комплексов по производству продуктов животноводства на промышленной основе, птицефабрик, тепличных ферм, а также в связи с повышением энергооборуженности колхозно-совхозного производства, нагрузки загородных сетей непрерывно возрастают.

Учитывая значительные размеры территорий, на которых располагаются упомянутые потребители, основными магистралями электроснабжения, как правило, являются линии 110 кВ с центрами питания 110/10 кВ и 110/35/10 кВ. Распределительная сеть от этих подстанций осуществляется на напряжении 10 кВ, с радиусом действия 10–12 км. При малой плотности нагрузки с большими расстояниями между ЦП с трехобмоточными трансформаторами сеть осуществляется на напряжении 35 кВ. Радиус действия таких сетей может достигать 30–35 км при передаче мощности до 4 МВт.

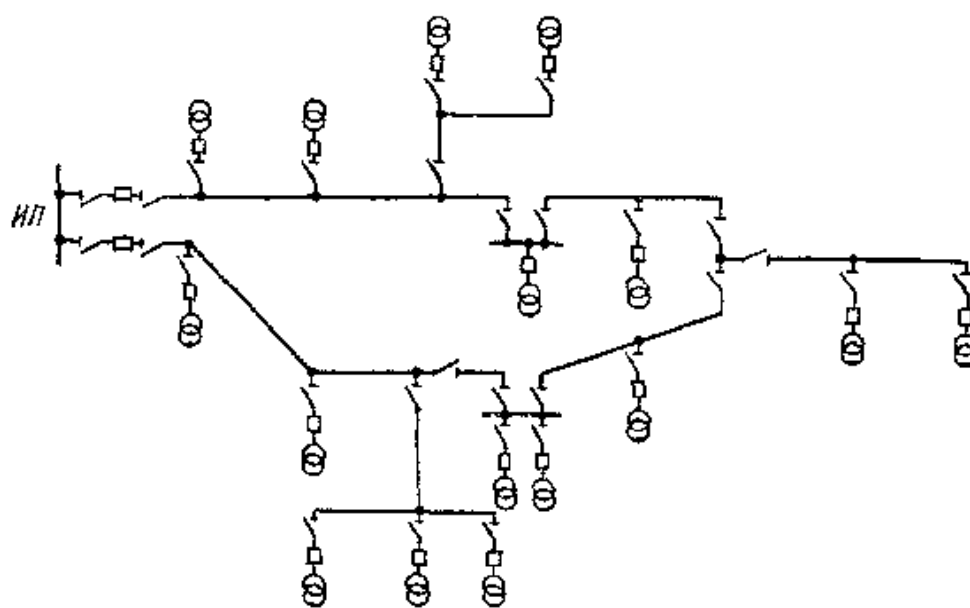


Рис. 16. Схема загородной сети напряжением 6–10 кВ

Загородные сети напряжением 10 кВ строят, главным образом, по радиальным схемам с замыкающими переключателями, обеспечивающими резервирование при ремонтах (см. рис. 16); при этом часть потребителей присоединяется на глухих ответвлениях, а часть наиболее ответвленных включаются в рассечку линий.

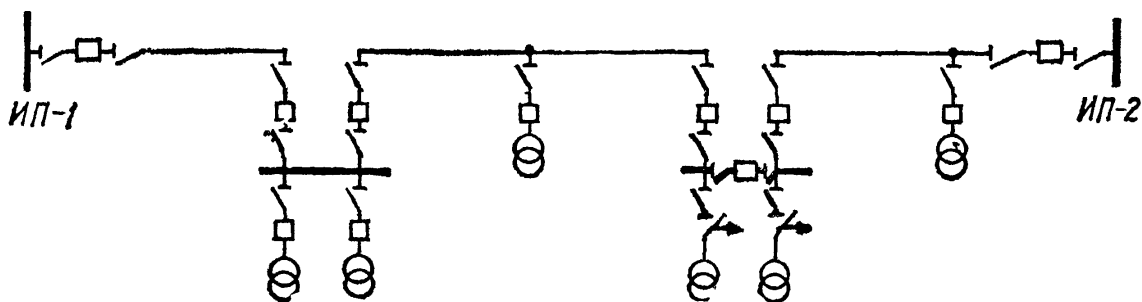


Рис.17. Схема замкнутой сети напряжением 35 кВ.

Загородные сети 35 кВ сооружают преимущественно по радиальным разомкнутым схемам, а при наличии потребителей I категории по схемам с двусторонним питанием от двух независимых источников. Пример такой схемы представлен на рис. 17.

Распределительные сети 380/220 В выполняются, как правило, воздушными по разомкнутой схеме.

Высокая распределенность электрической нагрузки в этих сетях приводит к значительной протяженности этих сетей, при этом, обычно невысокая стоимость отводимых земель практически вынуждает, по экономическим соображениям, выполнять эти сети воздушными линиями, а в настоящее время преимущественно воздушными линиями с изолированным проводом (ВЛИ).

ВЛ 10–35–110 кВ сельскохозяйственного назначения выполняют на железобетонных, деревянных и металлических опорах с преимущественным применением железобетонных опор на вибрированных стойках. Массовое применение железобетонных центрифугированных стоек для одноцепных ВЛ 35 кВ должно быть обосновано. На ВЛ 10 кВ, как правило, устанавливают железобетонные опоры.

Металлические опоры ВЛ 10–35 кВ применяют на пересечениях с инженерными сооружениями (участки железных дорог с интенсивным дви-

жением поездов, шоссейные дороги I и II категорий с водными преградами – судоходными реками, каналами и т.п.), на стесненных участках трасс, в горной местности, на ценных сельскохозяйственных землях.

На ВЛ 35 кВ должны применяться, как правило, подвесные изоляторы, а на ВЛ 10 кВ – штыревые и подвесные. Подвесные изоляторы на ВЛ 10 кВ следует использовать при электроснабжении крупных и ответственных потребителей и на опорах анкерного типа (концевых, анкерно-угловых и переходных).

На ВЛ 10–35 кВ применяют фарфоровые и стеклянные изоляторы. Предпочтение следует отдавать стеклянным изоляторам; рекомендуется также применять их независимо от напряжения на ВЛ, проходящих в горах, по болотам, в районах Крайнего Севера, и на больших переходах.

На ВЛ 10 кВ со штыревыми изоляторами расстояние между анкерными опорами должно быть в первом и втором районах по гололеду не более 2,5 км, в третьем – особом районе по гололеду не более 1,5 км.

На ВЛ 10 кВ рекомендуется прежде всего применять сталеалюминиевые провода; в районах с нормативной толщиной стенки гололеда 5–10 мм (I и II районы) и скоростным напором ветра 50 даН/м допускается применение проводов марок А, АН. Магистральные участки вновь сооружаемых ВЛ 10 кВ рекомендуется выполнять сталеалюминиевыми проводами одного сечения не менее 95 мм .

Кабельные линии (КЛ) 10 кВ предусматриваются в тех случаях, когда по ПУЭ строительство ВЛ не допускается, для электроснабжения ответственных потребителей электроэнергии, потребителей в зонах с тяжелыми климатическими условиями (IV – особый район по гололеду), при прохождении линии по ценным землям. На КЛ рекомендуется применять кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с использованием термоусаживаемой арматуры.

Распределительные низковольтные сети 0,38 кВ, как правило, выполняют воздушными. Выбор кабельного исполнения производится в соответствии с рекомендациями, данными для линий 10 кВ.

Сельские сети 0,38/0,23 кВ работают с глухозаземленной нейтралью. На опорах помимо проводов линий к потребителям электроэнергии подвешиваются провода для подключения светильников наружного (уличного) освещения с использованием общего нулевого провода. Управление светильниками должно быть автоматическим централизованным со щита ПС. Рекомендуется выполнение линий 0,38 кВ трехфазными по всей длине магистрали с проводами одного сечения не менее 95 мм .

Главным направлением развития электрических сетей 0,38-10 кВ является использование воздушных линий 0,38-10 кВ с изолированными самонесущими проводами (ВЛИ). Они предназначены для передачи электроэнергии по изолированным скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

Самонесущие изолированные провода (СИП) состоят из одной и более изолированных фазных жил, скрученных поверх неизолированной или изолированной несущей жилы. Несущая жила используется в качестве нулевой. В зависимости от области применения СИП для изоляции их жил используется светостабилизированный полиэтилен: термопластичный или сшитый.

Ввиду отсутствия изоляционной оболочки и защитного покрова СИП, имеющего одинарную изоляцию, по конструктивному исполнению относится к изолированным незащищенным проводам.

При прохождении ВЛИ по лесным и зеленым насаждениям вырубки просек не требуется. При этом расстояние от проводов до деревьев и кустарников при наибольшей стреле провеса СИП или наибольшем отклонении должно быть не менее 0,3 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли и проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса СИП должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4,0 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверяиностж хжш при наибольшей стреле провеса в труакшиэтлияи! местности должно быть не менее 2,5 м и в недо-ступной местности (склоны гор, скалы, утесы и т.п.) – не менее 0,5 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м.

Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Расстояние по горизонтали от СИП при наибольшем их отклонении до элементов зданий и сооружений должно быть не менее, м: 1,0 – до балконов, террас и окон; 0,15 – до глухих стен зданий, сооружений.

Совместная подвеска СИП ВЛИ до 1 кВ и проводов ВЛ 6–10 (20) кВ на общих опора допускается при соблюдении следующих условий:

- ВЛИ должны выполняться по расчетным условиям ВЛ 6–10 (20) кВ;
- провода ВЛ 10 (20) кВ должны располагаться выше проводов ВЛ до 1 кВ.

ТЕМА 6. КОНСТРУКЦИЯ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ. ТОКОПРОВОДЫ, ШИНОПРОВОДЫ, ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ, ТРОЛЛЕИ. САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД.

Самонесущие изолированные провода (СИП)

Применяются для ВЛ напряжением до 20 кВ. При напряжениях до 1 кВ (рис. 18,а) такой провод состоит из трех фазных многопроволочных алюминиевых жил 1. Четвертая жила 2 является несущей и одновременно нулевой.

Фазные жилы скручены вокруг несущей таким образом, чтобы вся механическая нагрузка воспринималась несущей жилой, изготовляемой из прочного алюминиевого сплава АВЕ.

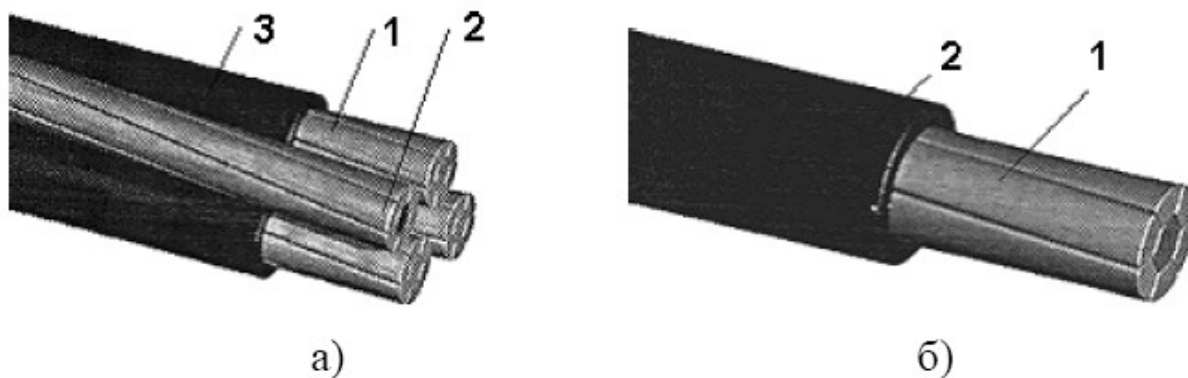


Рис. 18. Самонесущие изолированные провода

Фазная изоляция 3 выполняется из термопластичного светостабилизированного или сшитого светостабилизированного полиэтилена. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. В некоторых конструкциях СИП нулевая несущая жила выполняется с изоляцией.

Конструкция СИП для напряжений выше 1 кВ приведена на рис. 18,б. Такой провод выполняется однофазным и состоит из токоведущей сталеалюминиевой жилы 1 и изоляции 2, выполненной из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

- ВЛИ с СИП по сравнению с традиционными ВЛ имеют следующие преимущества:

- меньшие потери напряжения (улучшение качества электроэнергии), благодаря меньшему, приблизительно в три раза, реактивному сопротивлению трехфазных СИП;

- не требуют изоляторов;

- практически отсутствует гололедообразование;

- допускают подвеску на одной опоре нескольких линий различного напряжения;

- меньшие расходы на эксплуатацию, благодаря сокращению, приблизительно на 80%, объемов аварийно-восстановительных работ;

- возможность использования более коротких опор благодаря меньшему допустимому расстоянию от СИП до земли;
- уменьшение охранной зоны, допустимых расстояний до зданий и сооружений, ширины просеки в лесистой местности;
- практическое отсутствие возможности возникновения пожара в лесистой местности при падении провода на землю;
- высокая надежность (5-кратное снижение числа аварий по сравнению с традиционными ВЛ);
- полная защищенность проводника от воздействия влаги и коррозии.

Стоимость ВЛИ с самонесущими изолированными проводами 35 кВ и выше несколько выше, чем традиционных ВЛ, однако стоимость сооружения ВЛИ 10 кВ и ниже практически равна стоимости традиционных ВЛ.

Следует также в качестве недостатка ВЛИ отметить необходимость защиты их от перенапряжений.

Конструкции кабельных линий. Общие сведения.

Кабельная линия электропередачи (КЛ) состоит из одного или нескольких кабелей и кабельной арматуры для соединения кабелей и для присоединения кабелей к электрическим аппаратам или шинам распределительных устройств.

В отличие от ВЛ кабели прокладываются не только на открытом воздухе, но и внутри помещений, в земле и воде. Поэтому КЛ подвержены воздействию влаги, химической агрессивности воды и почвы, механическим повреждениям при проведении земляных работ и смещении грунта во время ливневых дождей и паводков.

Конструкция кабеля должна предусматривать защиту от указанных воздействий.

По величине номинального напряжения кабели делятся на кабели низкого напряжения (до 1 кВ), кабели среднего напряжения (6...35 кВ), кабели высокого напряжения (110 кВ и выше).

По роду тока различают кабели переменного и постоянного тока.

Кабели выполняются одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными.

Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными - кабели постоянного тока; трехжильными - кабели среднего напряжения.

Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу N и нулевую защитную жилу PE или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу PEN.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с алюминиевыми и медными жилами. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используется кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом, пластмасса и резина. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной пропиткой и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются маслonaполненными или газонаполненными. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется маслом или газом под давлением. Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки.

Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

Кабели напряжением до 35 кВ

Наиболее широко применяемыми в системах электроснабжения являются кабели на номинальное напряжение до 35 кВ включительно.

На рис. 19,а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6...10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 19,б. Токопроводящие жилы 1 выполняются сегментообразными для придания кабелю цилиндрической

формы. Жилы кабеля, как правило, многопроволочные, для небольших сечений - монолитные. Каждая жила имеет свою фазную изоляцию 2. Все три жилы имеют поясную (общую) изоляцию 3. Бумажно-джутовые заполнители 8 служат, как и сегментообразные жилы, для придания кабелю цилиндрической формы. Герметичная оболочка 4 служит для защиты изоляции кабеля от высыхания и попадания влаги. Подушка 5 служит для защиты герметичной оболочки от механических повреждений броней 6, которая защищает кабель от механических повреждений. Наружный защитный покров 7 защищает стальную броню от агрессивности внешней среды.

Дополнительное усиление фазной изоляции общей (поясной) изоляцией объясняется следующим образом. Кабельные сети напряжением 6...35 кВ работают с изолированной нейтралью и могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю. В нормальном режиме работы кабеля напряжение между каждой фазой и землей (металлической герметичной оболочкой) равно фазному напряжению, а напряжение между фазами - линейному.

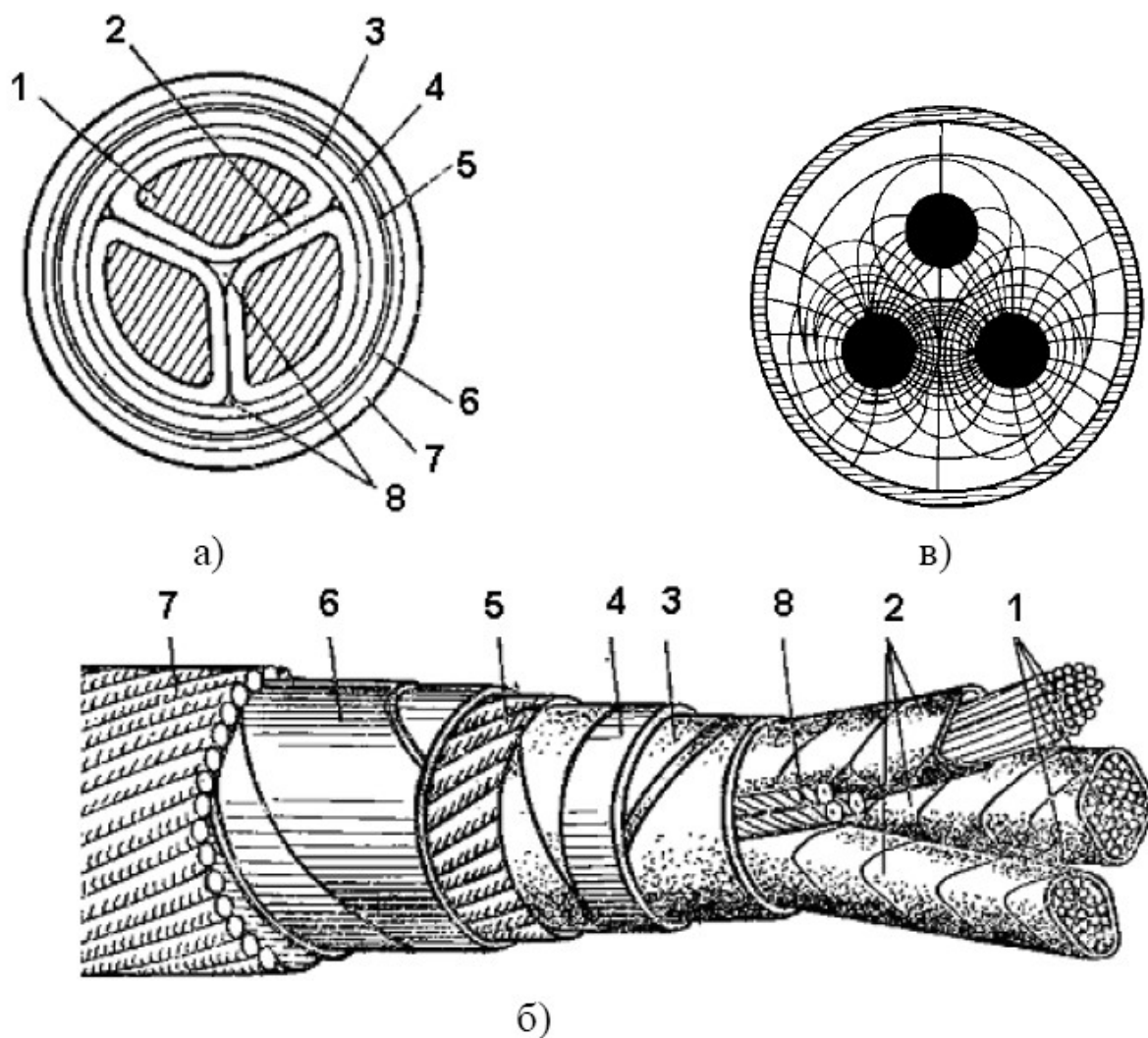


Рис. 19. Конструкция кабеля на напряжение 10 кВ

При допущении, что поясной изоляции нет, между фазами имеем двойной слой фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, а между фазой и землей - один слой изоляции, рассчитанной на фазное напряжение.

При замыкании одной фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а напряжения относительно земли двух других фаз увеличиваются до линейного напряжения. Следовательно, изоляцию каждой фазы относительно земли необходимо выполнить не на фазное, а на линейное напряжение. При наличии общей поясной изоляции такой необходимости нет. Между жилами имеются два слоя фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, между жилой и землей - тоже два слоя изоляции (слой фазной и слой поясной изоляции), рассчитанной на линейное напряжение.

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 19,в). Силовые линии имеют различные углы наклона к слоям бумажной изоляции. Электрическая прочность слоистой бумажной изоляции в продольном направлении на порядок меньше, чем в поперечном. При относительно небольших напряжениях (до 10 кВ) еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля. При напряжениях более 10 кВ увеличение толщины изоляции из-за неоднородности электрического поля становится экономически нецелесообразным. Кабели на напряжение 20...35 кВ выполняют с отдельно свинцованными или отдельно экранированными жилами (рис. 20,а). Жилы 1 кабеля имеют круглую форму. Каждая фаза кабеля поверх бумажной изоляции фазы 2 имеет свою свинцовую оболочку 3 или слой тонкой перфорированной меди или металлизированной бумаги.

Междуфазное заполнение кабельной пряжей 4 обеспечивает кабелю цилиндрическую форму. Стальная проволочная броня 5 и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей 6...10 кВ.

Отдельная свинцовая оболочка или отдельный экран у каждой жилы создают эквипотенциальные поверхности вокруг изоляции каждой жилы и, следовательно, выравнивают электрическое поле и делают его радиальным по отношению к слоям бумажно-масляной изоляции (рис. 20,б). Толщина фазной изоляции меньше, чем требовалось бы при неоднородном электрическом поле, конструкция кабеля получается экономически целесообразной.

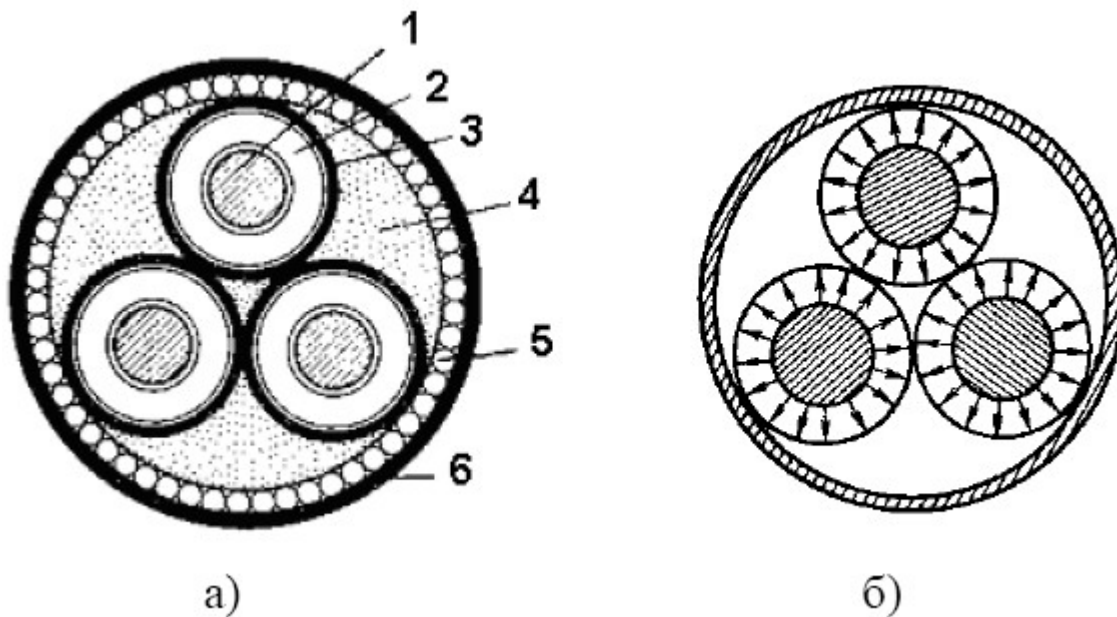


Рис. 20. Конструкция кабеля на напряжение 20...35 кВ

В буквенно-цифровом обозначении кабеля отражается материал жил, изоляции, наличие тех или иных защитных оболочек, указывается номинальное напряжение кабеля, количество и сечения токоведущих жил. В табл. 5 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

Наличие буквы Ц (первая колонка табл.5) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не маркируется. Буква А (вторая колонка) указывает, что жилы кабеля выполнены из алюминия. Медные жилы в маркировке кабеля не указываются.

Таблица 5

Маркировка кабелей

1	2	3	4	5	6	7	8
Ц	А	О	С	П	Б	л	Г
			А	В	К	2л	Шв
			П	Р	П	в	Шп
			В				н
			Р				
			Н				

Буква О (третья колонка) указывает, что каждая жила кабеля имеет собственную свинцовую оболочку или экран (отдельно освинцованные или отдельно экранированные жилы).

Буквы С или А четвертой колонки обозначают металлическую (свинцовую или алюминиевую) герметичную оболочку. Буквы П, В и Р этой же колонки обозначают соответственно полиэтиленовую, поливинилхлоридную и резиновую герметичные оболочки. Буква Н соответствует найритовой (негорючей) оболочке.

Пятая колонка букв характеризует материал изоляции кабеля. Буквы П, В и Р указывают, что изоляция выполнена из полиэтилена, поливинилхлорида и резины соответственно. Бумажно-масляная изоляция в маркировке кабеля не указывается.

Шестая колонка букв характеризует тип брони: Б - броня из стальных лент, К - из круглых проволок, П - из плоских проволок. Проволочная броня применяется у кабелей, работающих при значительных растягивающих усилиях.

Буквы седьмой колонки указывают на способ выполнения подушки под броней: л - один слой, 2л - два слоя пластмассовых лент, в - шланг из поливинилхлорида.

Восьмая колонка букв характеризует наличие или отсутствие наружных защитных покровов. Отсутствие наружного покрова обозначается буквой Г (кабель голый); буквы Шв (Шп) означают наличие наружного защитного покрова из поливинилхлоридного (полиэтиленового) шланга; буква "н" обозначает негорючий наружный покров. Кабели с покровами Шв и Шп применяются при высокой коррозионной активности грунта. Наружный защитный покров из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи не маркируется.

В цифровом обозначении кабеля указываются его номинальное напряжение, количество и сечения жил. Например, АСБ10(3х95) кабель на напряжение 10 кВ, с тремя алюминиевыми жилами сечением 95 мм², бумажно-масляной изоляцией, свинцовой герметичной оболочкой, бронированный стальными лентами, с наружным защитным покровом из пропитанной битумным составом

хлопчатобумажной пряжи.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

В настоящее время электротехнической промышленностью освоен выпуск кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Благодаря своей молекулярной структуре, такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6...10 кВ изготавливаются как трехжильными, так и одножильными. На напряжения 35...500 кВ такие кабели изготавливаются одножильными.

Конструкция одножильного кабеля на напряжение 10 кВ показана на рис. 20. Многопроволочная токоведущая жила 1 покрыта полупроводящей пластмассой 2. Изоляция из сшитого полиэтилена 3 также покрыта слоем полупроводящей пластмассы 4. Поверх экрана 5, выполненного из медных проволочек, накладывается пластмассовая оболочка 6.



Рис. 21. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

В буквенном обозначении таких кабелей указывается материал жилы (А – алюминиевая, отсутствие буквы – медная); материал изоляции (Пв – сшитый полиэтилен); материал оболочки (П – полиэтилен, В – поливинилхлорид). У кабелей с усиленной полиэтиленовой оболочкой в конце обозначения ставится прописная буква «у»; у кабелей с дополнительной герметизацией – буква «г». В цифровом обозначении кабеля указывается количество и сечение жил, сечение экрана и номинальное напряжение.

Благодаря высоким термомеханическим свойствам, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают большие токовые нагрузки, чем кабели с

бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией. Длительно допустимая температура жилы кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90°C , для кабелей с бумажномасляной изоляцией - 60°C . Соответственно и длительно допустимая токовая нагрузка кабелей из сшитого полиэтилена выше.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена изготавливаются с сечением токоведущих жил до 1000 мм^2 .

Способы прокладки кабельных линий

Способ прокладки КЛ выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

Прокладка КЛ в земляной траншее является одним из наиболее простых и экономичных способов. Глубина траншеи зависит от напряжения КЛ. Для КЛ напряжением до 10 кВ траншея имеет глубину $0,8\text{ м}$, для КЛ напряжением 110 кВ - $1,5\text{ м}$. Эскиз укладки кабеля напряжением до 10 кВ в земляную траншею приведен на рис. 21,а.

Дно траншеи покрывается слоем песка или просеянного грунта, на который укладываются в один ряд кабели. Расстояние между соседними кабелями $d \geq 100\text{ мм}$. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладываются железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении земляных работ. Вместо защиты от механических повреждений может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая о близком расположении кабелей. Верхняя часть траншеи засыпается обычным грунтом с послойным трамбованием.

В одной земляной траншее прокладывают не более шести кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей их условия охлаждения ухудшаются, допустимая токовая нагрузка кабелей уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

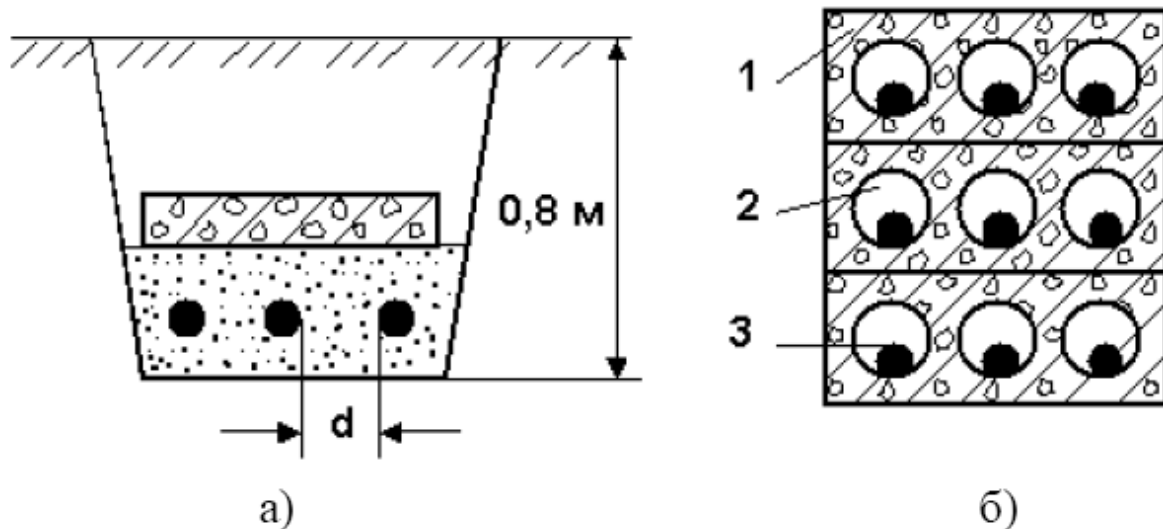


Рис. 22. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее (а)
и бетонном блоке (б)

Если число кабелей, идущих в одном направлении, более шести, их укладывают в отдельные траншеи. Расстояния между траншеями должно быть не менее 0,5 м.

Если кабельная трасса пересекает какие-либо инженерные сооружения, например асфальтированные дороги, то в месте пересечения кабели укладывают в асбоцементные трубы. При ремонте КЛ дорожное полотно не вскрывается, а поврежденный кабель заменяется через эти трубы.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами. Конструкции блоков могут быть различными. На рис.22,б показан бетонный блок, состоящий из бетонных панелей 1 с отверстиями 2, через которые прокладываются кабели 3. Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется монтаж кабелей и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки, с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для электростанций и энергоемких промышленных предприятий, используются кабельные тоннели, галереи и эстакады. Эскиз

прокладки кабелей в тоннеле показан на рис. 23,а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам 2 прокладываются кабели 3 разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные).

Кроме кабелей, в тоннелях могут прокладываться и другие инженерные сети, например водопроводные 4. Размеры тоннеля позволяют проводить двухстороннее обслуживание кабелей.

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках. В этом случае для кабельной трассы отчуждается меньшая площадь. Галереи и эстакады в отличие от тоннелей используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

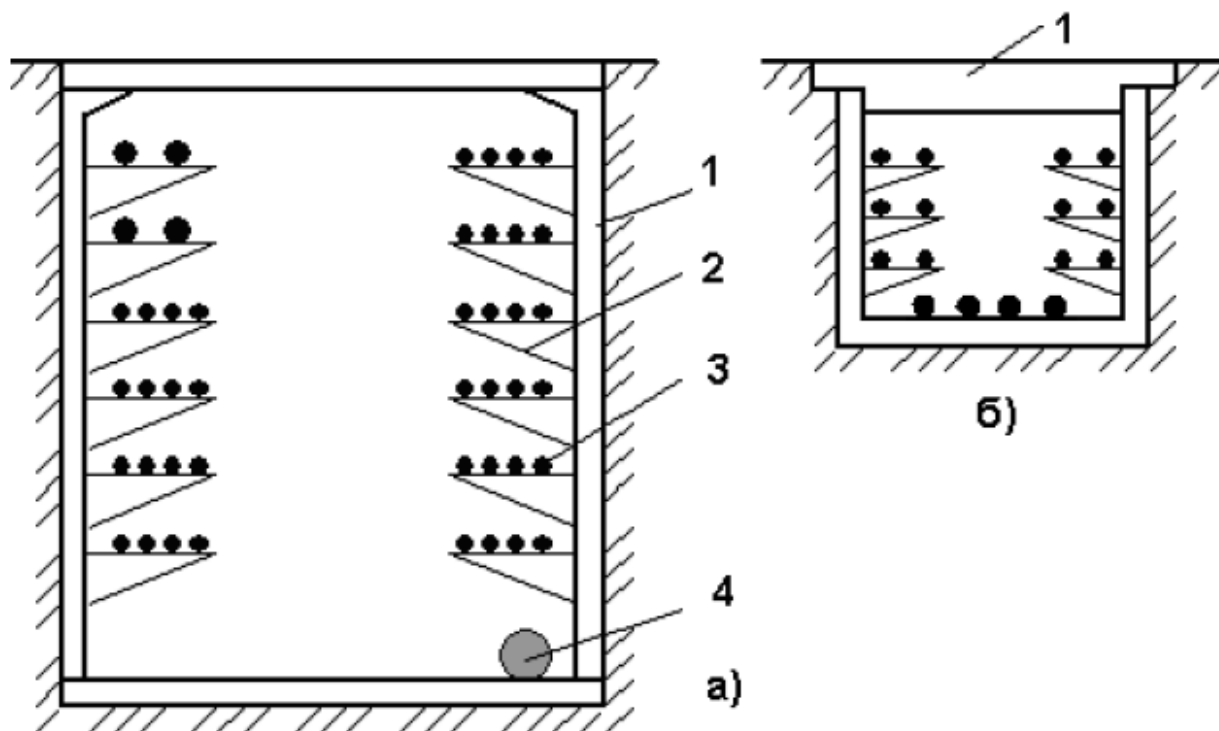


Рис. 23. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б)

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в железобетонных каналах (рис. 22,б). Верхний блок 1 является съемным, что обеспечивает удобное обслуживание кабелей.

В галереях, тоннелях, каналах и эстакадах с целью пожарной безопасности используются кабели без наружного джутового покрова. Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена используются все вышеперечисленные способы прокладки. При прокладке трехжильных кабелей в одной плоскости расстояние между соседними кабелями принимается равным диаметру кабеля d (рис. 24, а).

Одножильные кабели прокладываются треугольником и располагаются вплотную друг к другу (рис. 24,б). Расстояние между соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля $2d$.

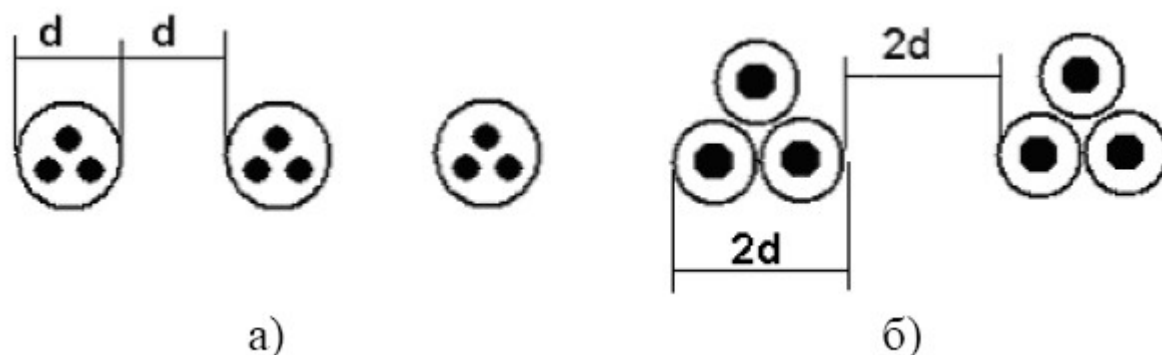


Рис. 24. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Конструкции токопроводов

Токопроводы напряжением 6...35 кВ

Токопроводы напряжением 6...35 кВ применяются для внутризаводского электроснабжения промышленных предприятий с мощными концентрированными нагрузками, например предприятий черной и цветной металлургии и химической промышленности.

Токопроводы применяются также на электростанциях для связи генераторов с трансформаторами и распределительными устройствами. Основным элементом токопровода является жесткая или гибкая шина из алюминия или его сплава. Конструктивно токопроводы выполняются:

- закрытыми;
- открытыми;
- с жесткими несимметрично расположенными шинами;

- с жесткими симметрично расположенными шинами;
- с гибкими шинами.

В закрытых токопроводах все три фазы или каждая фаза в отдельности помещены в закрытый кожух из алюминия или его сплавов. Закрытые токопроводы применяются, главным образом, на электростанциях в блочной схеме генератор-трансформатор.

Открытые токопроводы применяются в электрических сетях внутризаводского электроснабжения. В открытых токопроводах с жесткой ошиновкой при токах до 2000 А используются плоские шины, при токах более 2000 А - шины швеллерного или другого профиля. В открытых токопроводах с гибкой ошиновкой используется алюминиевый провод большого сечения, в одной фазе устанавливаются 4...10 проводов.

Основные конструкции токопроводов приведены на рис. 25.

Открытый жесткий несимметричный токопровод (рис. 25,а) выполнен с вертикально расположенными шинами 1, закрепленными на опорных изоляторах 2, размещенными на стальной конструкции 3. Токопровод размещается в специальной сборной конструкции 4, расположенной над поверхностью земли на стойках 5.

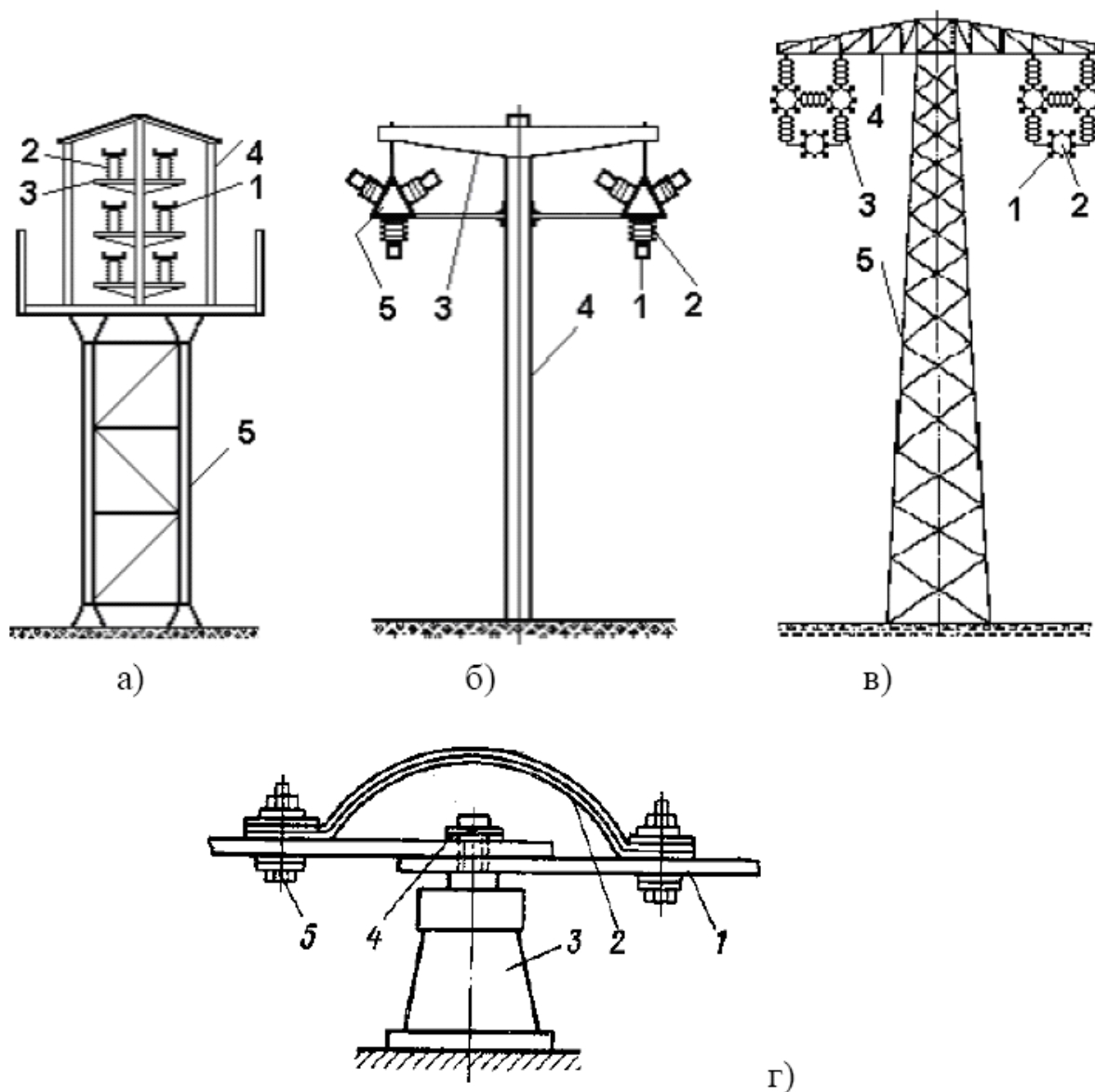


Рис. 25. Конструкции токопроводов

Открытый жесткий симметричный токопровод (рис. 25,б) выполнен шинами 1, расположенными в вершинах равностороннего треугольника. Шины крепятся на опорных изоляторах 2, укрепленных на специальной стальной конструкции 5. Каждая цепь токопровода подвешивается к траверсе 3 железобетонной стойки 4. Такое исполнение токопровода по сравнению с предыдущим отличается симметрией напряжений и меньшей стоимостью.

Жесткие токопроводы имеют небольшие пролеты между точками крепления шин и, следовательно, требуют большого количества изоляторов и контактных соединений.

Открытый токопровод с гибкими шинами (рис. 25,в) практически представляет собой воздушную линию с проводами большого сечения. Гибкие шины 1, закрепляемые на специальной конструкции 2 с помощью подвесных изоляторов 3, подвешиваются к траверсе 4 стальной опоры 5. Длина пролета здесь значительно больше, чем у токопроводов с жесткими шинами. Однако токопроводы с гибкими шинами требуют более широкой территории, чем токопроводы с жесткой ошиновкой.

В шинах жестких токопроводов при изменении температуры возникают механические напряжения, вследствие изменения длины шин. Эти температурные напряжения могут привести к повреждениям опорных изоляторов. Поэтому через определенные расстояния на жестких шинах устанавливаются температурные компенсаторы (рис. 25,г). Температурный компенсатор 2 представляет собой совокупность тонких и, следовательно, гибких шин того же материала, что и шины 1. Концы шин на опорном изоляторе 3 имеют скользящее болтовое крепление через продольные овальные отверстия и пружинящую шайбу 4. Контакт между шинками компенсатора и жесткими шинами обеспечивается болтовым соединением 5.

По сравнению с кабелями, прокладываемыми в тоннелях или по эстакадам и галереям, токопроводы имеют ряд преимуществ:

- меньший расход цветного металла (свинца и алюминия, идущего на герметичные оболочки кабеля);
- изоляцией токопроводов является воздух (в кабелях – дорогая бумажно-масляная изоляция);
- перегрузочная способность токопроводов значительно выше, чем кабелей;
- надежность токопроводов выше, чем кабелей.

Диапазоны мощностей и расстояний, при которых экономически целесообразно применение токопроводов, приведены в табл. 6. При меньших значениях мощностей и расстояний токопроводы не имеют явных преимуществ перед кабельной канализацией.

Диапазоны мощностей и расстояний, при которых экономически целесообразно применение токопроводов

Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВА	Расстояние, км
6	15...20	5
10	25...35	5
35	более 35	10

Токопроводы напряжением до 1 кВ (шинопроводы)

Токопроводы напряжением до 1 кВ называются шинопроводами и применяются для внутреннего электроснабжения мощных потребителей, в частности для схем внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий. Основным элементом шинопровода является жесткая алюминиевая или медная шина прямоугольного сечения.

По назначению и передаваемой мощности шинопроводы делятся на магистральные ШМА (шинопровод магистральный с алюминиевыми шинами) и распределительные ШРА (шинопровод распределительный с алюминиевыми шинами).

Магистральные шинопроводы выполняются на токи 1600, 2500 и 4000 А, распределительные - на токи 100, 250, 400 и 630 А.

Шинопроводы на токи до 1000А выполняются из однополосных шин, для больших токов – из двух и более взаимно изолированных прямоугольных шин в одной фазе.

Магистральный шинопровод прокладывается от цеховой подстанции вдоль цеха.

Распределительные шинопроводы подключаются к магистральному по мере необходимости.

Шинопроводы выполняются открытыми и закрытыми. Открытые шинопроводы (рис. 26,а) прокладываются, как правило, по стенам зданий на кронштейнах 1. Шины 2 крепятся к опорным изоляторам 3 болтовыми соединениями.

Поперечный разрез закрытого шинопровода представлен на рис. 26,б. Фазные шины 1 закреплены между изоляторами 2 через эластичные прокладки 3. Верхняя и нижняя крышки 4 и 5, боковые крышки 7, стягиваемые болтами 6, составляют защитный кожух.

Между шинами устанавливается изоляционная перегородка 8. Шинопровод крепится к опорной конструкции с помощью угольников крепления 9. Боковые крышки 7, выполненные из алюминиевого сплава, выполняют роль нулевого провода.

Магистральные и распределительные закрытые шинопроводы изготавливаются на заводах в виде комплектных секций: прямых, угловых и ответвительных. Ответвительные секции комплектуются плавкими предохранителями или автоматическими выключателями. Изготавливаются специальные секции для компенсации температурных напряжений в шинах. Готовые секции поставляются на место сборки. Прокладка шинопроводов выполняется на кронштейнах по стенам, вертикальных стойках, подвесках к потолкам.

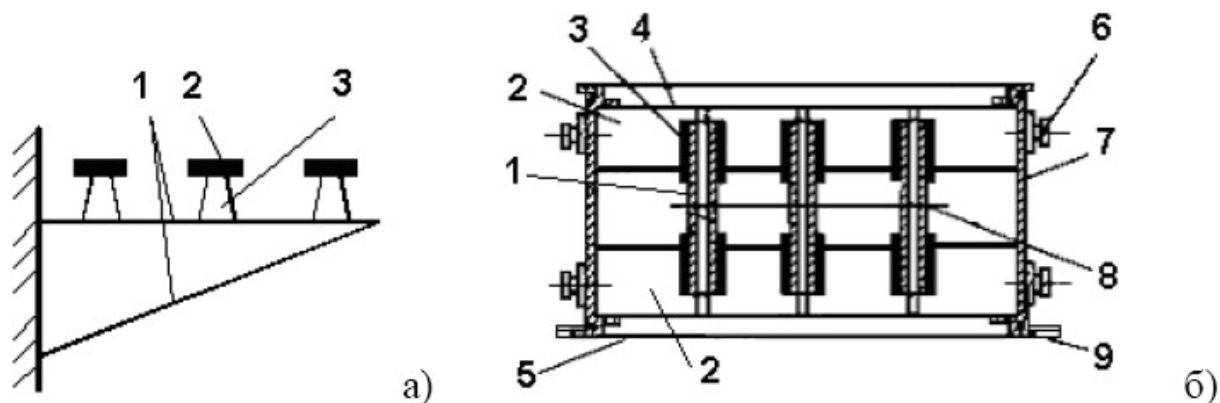


Рис. 26. Конструкция открытого (а) и закрытого (б) шинопроводов

Для освещения больших помещений производственных зданий и цехов промышленных предприятий часто применяют осветительные шинопроводы (ШОС), которые выполняют медными изолированными проводами (ШОС-67), алюминиевыми шинами плакированными медью (ШОС-73А) и медными шинами (ШОС-73). Прямые и вигурные секции ШОС соединяют между собой четырехполюсным штепсельным разъемом. Каждая секция имеет с одной стороны четыре гнезда, а с другой стороны – штыри разъема. На прямых

секциях снизу через каждые 500 мм смонтированы соединительные розетки, которые закрыты откидными крышками и служат для подключения светильников.

Троллейные шинопроводы ШТМ (с медными шинами) предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных инструментов, и имеют особый подвижный контакт.

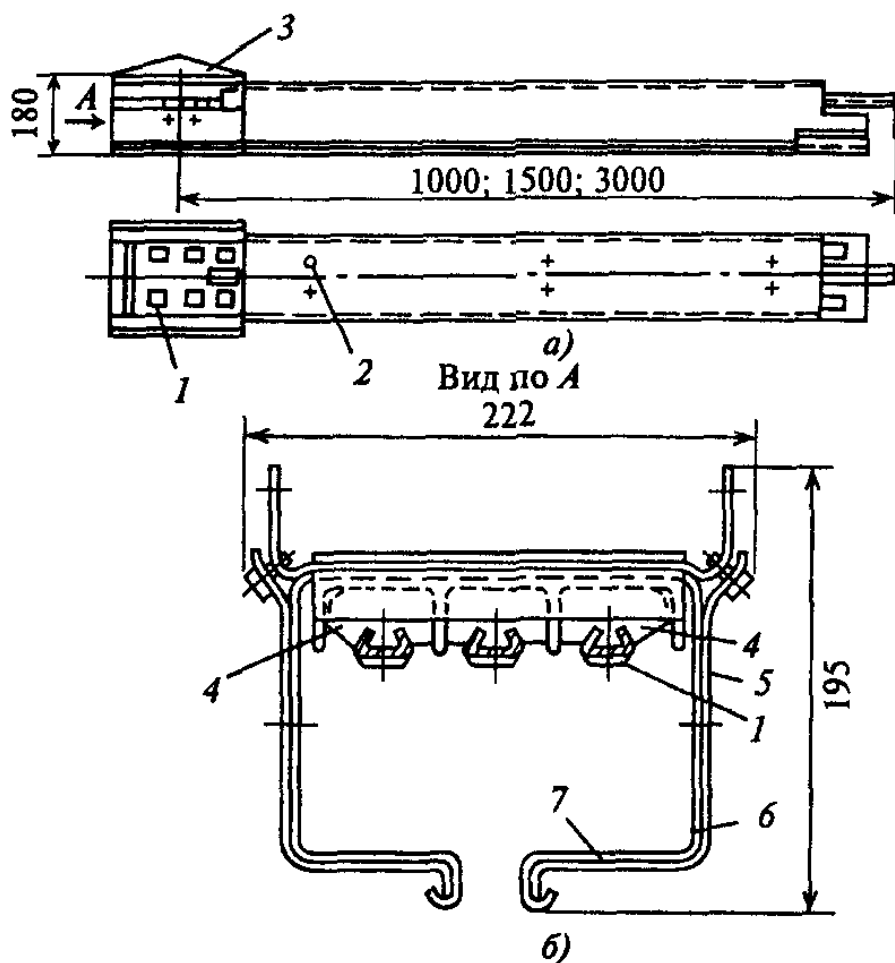


Рис. 27. Троллейный шинопровод ШТМ-72:

а) общий вид; б) поперечный разрез: 1 – троллей; 2 – крепление изолятора; 3 – серьга подвески; 4 – изолятор; 5 –короб; 6 – копус соединительной муфты; 7 – уступ короба.

Электропроводки

С помощью электропроводок осуществляется электропитание освещения и силовых потребителей небольшой мощности на напряжение до 1 кВ. Электропроводки располагаются внутри жилых, общественных, произ-

водственных зданий и сооружений, на наружных их стенах, по территории строительных площадок, сельскохозяйственных строений и других объектов.

Электропроводки выполняются изолированными проводами всех сечений и небронированными кабелями с резиновой и пластмассовой изоляцией с сечением фазных жил до 16 мм².

Изолированные провода и кабели для электропроводок выпускаются с алюминиевыми и медными жилами и выполняются с количеством жил до пяти. Количество жил зависит от типа системы заземления, в которой будут использоваться провода и кабели.

Электропроводки делятся на внутренние и наружные.

Внутренние электропроводки прокладываются внутри зданий и сооружений. Наружной электропроводкой называется электропроводка, проложенная по наружным стенам зданий, сооружений, под навесами и т.п.

Внутренние электропроводки делятся на открытые и скрытые. Открытая электропроводка прокладывается по поверхностям стен и потолков, по различным строительным конструкциям. Для открытых электропроводок используются также специальные лотки, короба и трубы. Скрытая электропроводка выполняется в трубах, заложенных в строительные конструкции, а также непосредственно заделывается в стены и потолки зданий, в частности под штукатурку.

Скрытая проводка может проходить по междуэтажным перекрытиям и в специальных каналах, выполненных в бетонных и кирпичных стенах.

ТЕМА 7. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Номинальным током электрооборудования называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по электрооборудованию неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей его не превышает длительно допустимых значений.

Под перегрузкой оборудования понимается работа его при нагрузках, превышающих его номинальную мощность (ток), например, в послеаварийном режиме.

За технические критерии допустимости перегрузки принимают либо заданную температуру оборудования, либо заданный износ изоляции. Перегрузки по критерию предельной температуры могут быть длительными и кратковременными. Длительные перегрузки допустимы в тех случаях, когда условия охлаждения отличны от номинальных или когда характер или состояние оборудования позволяет отклониться от нормированных предельно допустимых температур на длительное время. Кратковременные перегрузки могут возникать в аварийных условиях при кратковременном (на время (аварии) возрастании нагрузки).

В процессе эксплуатации электрических сетей происходит нагрев проводников электрическим током. В первый момент включения тока все (получаемое проводником тепло идет на повышение его температуры, которая при отсутствии охлаждения изменялась бы по линейному закону (прямая М на рис. 28). В действительности нагревание сопровождается отдачей проводником теплоты в окружающую среду, пока температура поверхности проводника мало отличается от температуры окружающей среды, количество отдаваемой теплоты невелико. Оно увеличивается с ростом разности температур поверхности проводника и окружающей среды. При этом скорость повышения температуры жил проводов и кабелей замедляется, температура стремится к предельному наибольшему значению, при котором наступает состояние теплового равновесия: вся выделяемая в проводнике теплота целиком передается в окружающую среду.

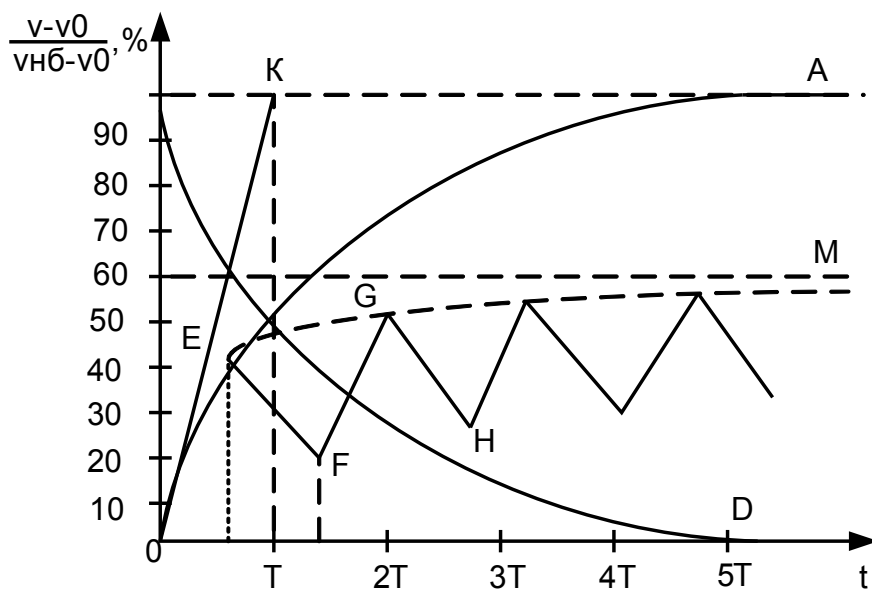


Рис. 28. Зависимости температуры провода от времени

Таким образом, закон изменения температуры экспоненциальный как при нагревании, так и при оставании проводника.

Длительно допустимой температурой нагрева неизолированных проводов и кабелей с поливинилхлоридной изоляцией принимается $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, а для кабелей с резиновой изоляцией $65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Понятие расчетной электрической нагрузки

Для определения допустимой длительной нагрузки проводника необходимо определить предельную максимальную эквивалентную температуру проводника. При этом, под расчетной нагрузкой по пику температуры называют такую неизменную во времени нагрузку проводника, которая обуславливает в элементе тот же максимальный перегрев, что и заданная переменная нагрузка.

Заметим, что эффективное значение нагрузки определяет среднюю величину потерь мощности в проводнике, а следовательно, и средний перегрев элемента; последний всегда меньше максимального, кроме случая неизменной во времени нагрузки, когда оба перегрева равны. Расчетный ток, таким образом, всегда превышает эффективный, который в свою очередь больше чем средний ток. Отсюда вытекает неравенство:

$$I_{\max, tp} \downarrow I_{\text{эф}} \downarrow I_c \downarrow I \quad (7.1)$$

Это неравенство дает достаточно наглядную, однако, слишком грубую оценку расчетной нагрузки. Гораздо большая точность в оценке достигается с помощью понятия максимума средней (или эффективной) нагрузки $I_{\max, \theta}$ за скользящий интервал времени θ .

Действительно, поскольку нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторое время, средняя нагрузка I_{θ} за интервал времени θ характеризует нагрев проводника более точно, чем наибольшая мгновенная нагрузка на том же интервале.

Нетрудно убедиться, что существует оптимальная длительность интервала осреднения θ_{opt} , при которой средняя нагрузка при прочих равных условиях наиболее точно характеризует изменение нагрева проводника за время $t + \theta_{\text{opt}}$. Опытным путем доказано, что оптимальный интервал осреднения следует принимать равным трем постоянным времени нагрева проводника, т.е. $\theta_{\text{opt}} = 3\tau$, где τ - время за которое осуществляется нагрев проводника от температуры окружающей среды до максимальной температуры. Таким образом, с достаточной степенью точности можно принять:

$$I_p \approx I_{\max \theta_{\text{opt}}} \quad (7.2)$$

Таким образом, расчетная нагрузка на интервале $\theta_{\text{opt}} = 3\tau$ равна средней нагрузке.

Отметим, что для графиков с высокой неравномерностью (большой вариацией), например, для резкопеременных нагрузок, расчетную нагрузку необходимо приравнять максимуму эффективной, а не средней нагрузки.

Для определения расчетных нагрузок групп приемников необходимо знать установленную мощность (сумму номинальных мощностей) всех электроприемников группы и характер технологического процесса.

Расчетная нагрузка определяется для смены с наибольшим потреблением энергии данной группы ЭП - электроприемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток. Обычно наиболее загружен-

ной сменой является смена, в которой используется наибольшее число агрегатов (дневная).

Согласно «Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения» (РТМ 36.18.32.0.1 - 89) допускают применение следующих методов определения расчетных нагрузок.

1. По удельным расходам электроэнергии и плотностям нагрузки:

а) при наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении ε_{yd} и выпускаемой за год продукции M по формуле:

$$P_{расч} = \varepsilon_{yd} \cdot M / T_{max}, \quad (7.3)$$

где T_{max} - годовое число часов использования максимума активной мощности.

Величина ε_{yd} является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции, в который входит и расход электроэнергии на вспомогательные нужды производств, и освещение цехов (спавочные данные).

б) при наличии данных об удельных плотностях максимальной нагрузки на квадратный метр площади цехаруд и задранной величине этой площади $F_{ц}$ по формуле

$$P_{расч} = p_{yd} \cdot F_{ц} \quad (7.4)$$

Расчетные удельные нагрузки p_{yd} зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным. Этот метод применяется для определения расчетной нагрузки для производств с относительно равномерно распределенной по производственной площади нагрузкой (механические и механо-сборочные цехи, осветительные установки). Для осветительных нагрузок $p_{yдоH} = 8..25$ Вт/м², а для силовых нагрузок $p_{yдоCH}$ обычно не превышают 0,3 кВт/м².

2. По коэффициенту спроса $Kс$.

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту спроса применяется при отсутствии данных о числе электроприемников и их мощности, об удельном потреблении электроэнергии на единицу продукции или удельной плот-

ности нагрузок на 1 м² площади цеха. В соответствии с методом коэффициента спроса допускается (на стадии проектного задания и при других ориентировочных расчетах) определять нагрузку предприятия в целом по средним величинам коэффициента спроса по формуле:

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном} \quad (7.5)$$

Значения коэффициента спроса зависят от технологии производства и приводятся в отраслевых инструкциях и справочниках.

3. По коэффициенту расчетной активной мощности K_p .

Основным недостатком указанных выше методов является их невысокая точность, поэтому их разрешается использовать при отсутствии достоверных данных о составе и мощности электроприемников, в противном случае применяется метод расчета нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности.

Расчет электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности

Расчетный максимум нагрузки $P_{расчНН}$ элемента системы электроснабжения, питающего силовую нагрузку напряжением до 1 кВ (кабель, провод, шинопровод, трансформатор, аппарат и т. п.) определяется по коэффициенту расчетной активной мощности:

$$P_{расч НН} = K_p \cdot \sum_1^m P_{cj} \quad (7.6)$$

где K_p – расчетный коэффициент активной мощности; j – подгруппа ЭП группы, имеющих одинаковый тип работы, т. е. одинаковую величину индивидуального коэффициента использования k_{ui} ; m – число подгрупп ЭП, имеющих одинаковый тип работы; P_{cj} – средняя мощность рабочих ЭП j -й подгруппы.

Средняя мощность P_{cj} силовых ЭП одинакового режима работы определяется по формуле:

$$P_{cj} = \sum k_{ui} \cdot p_{номi} \quad (7.7)$$

где $p_{номi}$ – установленные мощности ЭП,
 k_{ui} – значения коэффициентов использования.

Средняя реактивная нагрузка:

$$Q_{cj} = \sum k_{ui} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i \quad (7.8)$$

где $tg\varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности $cos\varphi_i$, характерному для i -го ЭП данного режима работы.

Групповой коэффициент использования K_u активной мощности определяется по формуле:

$$K_u = \sum P_{cj} / \sum p_{номi} \quad (7.9)$$

Эффективное число ЭП в группе из n электроприемников:

$$n_{\varepsilon} = (\sum P_{cj})^2 / (\sum p_{номi})^2 \quad (7.10)$$

где $p_{номi}$ - номинальная мощность отдельных ЭП.

При определении n_{ε} для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один ЭП с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей. $Kp = (n_{\varepsilon}, K_u)$ для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные пункты и шинопроводы, сборки, щиты ($T_0 = 10$ мин)

Таблица 7

Значения расчетного коэффициента активной мощности

n_{ε}	$K_u = 0,1$	$K_u = 0,15$	$K_u = 0,2$	$K_u = 0,3$	$K_u = 0,4$	$K_u = 0,5$	$K_u = 0,6$	$K_u = 0,7$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	8,00	5,30	4,00	2,66	2,00	1,60	1,33	1,14
3	4,52	3,20	2,55	1,90	1,56	1,41	1,28	1,12
4	3,42	2,47	2,00	1,53	1,30	1,24	1,14	1,08
5	2,84	2,10	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01
7	2,50	1,86	1,54	1,25	1,12	1,10	1,04	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00
9	2,26	1,70	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1,00	1,00

11	2,10	1,60	1,35	1,10	1,05	1,04	1,00	1,00
----	------	------	------	------	------	------	------	------

Продолжение табл.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1,00	1,00
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1,00	1,00
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1,00	1,00
15	1,90	1,46	1,25	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00
17	1,81	1,40	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18	1,78	1,38	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19	1,75	1,36	1,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,34	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21	1,70	1,33	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
22	1,66	1,31	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23	1,65	1,29	1,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,28	1,11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,40	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 8

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторов и магистральных шинопроводов (для постоянной времени нагрева $T_0 = 2,5...3$ ч)

n_s	$K_u = 0,1$	$K_u = 0,15$	$K_u = 0,2$	$K_u = 0,3$	$K_u = 0,4$	$K_u = 0,5$	$K_u = 0,6$	$K_u = 0,7$
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85

более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8
----------	------	------	------	-----	-----	------	-----	-----

Допускается определение эффективного числа приемников всего цеха по упрощенной формуле

$$n_{\text{э}} = \frac{(2 \cdot \sum P_{\text{ном}i})^2}{P_{\text{ном} \max}} \quad (7.11)$$

где $P_{\text{ном} \max}$ - номинальная мощность наиболее мощного ЭП цеха.

Исходя из целей расчета принимаются следующие значения постоянных времени нагрева:

$T_o = 10 \text{ мин}$ - для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные пункты и шинопроводы, сборки, щиты.

$T_o = 2,5 \text{ ч}$ - для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов.

$T_o > 30 \text{ мин}$ - для кабелей напряжением 6..10 кВ, питающих цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники. При этом расчетная мощность принимается равной средней, т.е. $K_p = 1$.

Расчетная активная мощность узлов нагрузки определяется по средней мощности узла $\sum P_c$ и соответствующего значения K_p :

$$P_{\text{расч НН}} = K_p \cdot \sum P_c \quad (7.12)$$

Расчетная реактивная нагрузка определяется следующим образом

$$Q_{\text{расч НН}} = L_p \cdot \sum Q_c \quad (7.13)$$

где L_p - коэффициент расчетной реактивной нагрузки:

- для питающих сетей напряжением до 1 кВ:

$$L_p = 1,1 \text{ при } n_{\text{э}} \leq 10, \quad L_p = 1,0 \text{ при } n_{\text{э}} > 10,$$

- для магистральных шинопроводов и для кабелей напряжением 6..10 кВ, питающих цеховые трансформаторы, распределительные подстанции и высоковольтные электроприемники:

$$L_p = 1.$$

Полная расчетная мощность силовой нагрузки низшего напряжения:

$$S_{расч\ НН} = \sqrt{P_{расч\ НН}^2 + Q_{расч\ НН}^2} \quad (7.14)$$

Расчет нагрузки электрического освещения

В качестве электрических источников света на промышленном предприятии преимущественно используются газоразрядные лампы и лампы накаливания.

Активная расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса:

$$P_{расч\ ОН} = K_{сОН} \cdot p_{удОН} \cdot F_{ц} \quad (7.15)$$

где $p_{удОН}$ - удельная нагрузка осветительных приемников (ламп);

$F_{ц}$ - площадь пола цеха, определяемая по генплану;

$K_{сОН}$ - коэффициент спроса осветительной нагрузки.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg\varphi_{ОН} = 0$.

Газоразрядные лампы на предприятии используются как основные источники света (составляют примерно 75% от общей мощности осветительной нагрузки), обеспечивающие нормальную работу производства, для них реактивная мощность определяется по формуле

$$Q_{расч\ ОН} = 0.75 \cdot P_{расч\ ОН} \cdot tg\varphi_{ОН} \quad (7.15)$$

где $tg\varphi_{ОН} = 0,33$.

Порядок определения расчетной нагрузки элемента сети, питающей группу электроприемников напряжением до 1 кВ.

Расчетный максимум нагрузки выбираемого i -го элемента (кабель, провод, шинопровод, трансформатор, аппарат и т.д.), питающего определенную группу как силовых, так и осветительных электроприемников напряжением до 1 кВ, представляется как сумма расчетной силовой и осветительной нагрузки:

$$\begin{aligned} P_{расч\ j} &= P_{расч\ ННj} + P_{расч\ ОНj} \\ Q_{расч\ j} &= Q_{расч\ ННj} + Q_{расч\ ОНj} \end{aligned} \quad (7.16)$$

$$S_{расч_j} = \sqrt{(P_{расч_j})^2 + (Q_{расч_j})^2}$$

ТЕМА 8. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ОДНО- ФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ. ПОЛНЫЕ АКТИВНЫЕ И РЕАКТИВНЫЕ НАГРУЗКИ НА ШИНАХ 6-10 кВ ТРАНС- ФОРМАТОРОВ ГПП.

Расчетные нагрузки однофазных электроприемников

Расчет однофазных проводим исходя из рнежима работы электроприемников:

1). Для электроприемников, работающих в длительном режиме, расчет нагрузки определяется по средней нагрузки элеткроприемника;

На промышленном предприятии наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвижные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжение. При проектировании стремятся распределить мощности однофазных приемников по фазам трехфазной сети равномерно. Однако это не всегда удается. Считается, что распределение по фазам однофазных приемников выполнено равномерно, если суммарная номинальная мощность, остающаяся нераспределенной равномерно по фазам, не превышает 15 % общей нагрузки узла системы электроснабжения. Если неравномерность превышает 15 %, то определяют условную трехфазную номинальную мощность $P_{р,3ф(1ф)}$ неравномерно распределенных приемников.

При числе неравномерно распределенных по фазам однофазных приемников менее четырех $P_{р,3ф(1ф)}$ определяют упрощенными способами:

- при включении однофазных приемников на фазные напряжения:

$$P_{р,3ф(1ф)} = 3 \text{Ч} \max(P_{ном,ф}) \quad (8.1)$$

где $\max(P_{ном,ф})$ - номинальная мощность наиболее загруженной фазы;

- при включении одного однофазного ЭП на линейное напряжение:

$$P_{р,3ф(1ф)} = \sqrt{3} \text{Ч} \max(P_{ном,ф}) \quad (8.2)$$

- при включении двух-трех однофазных ЭП на линейное напряжение:

$$P_{p,3\phi(l\phi)} = 3\sqrt{3} \max(P_{ном,ф}) \quad (8.3)$$

Если число однофазных ЭП более четырех, то расчетную нагрузку определяют следующим образом:

а) распределяют электроприемники таким образом, чтобы неравномерность не превышала 15%, при этом, наиболее загруженной фазой указывают фазу А;

б) определяют значение средней активной мощности наиболее загруженной фазы:

$$P_{\max \phi, c} = \sqrt{3} k_{\phi} P_{ном(AC)} k_{(AC)A} + \sqrt{3} P_{ном(AB)} k_{(AB)A} + \sqrt{3} P_{ном,A} \quad (8.4)$$

где k_{ϕ} - коэффициент использования соответствующего электроприемника;

$P_{ном(AC)}$, $P_{ном(AB)}$ - номинальные мощности электроприемников фазы АС и АВ;

$P_{ном,A}$ - номинальные мощности электроприемников фазы А;

$k_{(AC)A}$, $k_{(AB)A}$ - коэффициенты приведения линейной активной мощности к фазе А.

в) определяют значение средней реактивной мощности наиболее загруженной фазы:

$$Q_{\max \phi, c} = \sqrt{3} k_{\phi} P_{ном(AC)} \operatorname{tg} \varphi_{AC} l_{(AC)A} + \sqrt{3} P_{ном(AB)} \operatorname{tg} \varphi_{AB} l_{(AB)A} + \sqrt{3} P_{ном,A} \operatorname{tg} \varphi_A$$

где $l_{(AC)A}$, $l_{(AB)A}$ - коэффициенты приведения линейной реактивной мощности к фазе А;

$\operatorname{tg} \varphi_{AC}$, $\operatorname{tg} \varphi_{AB}$, $\operatorname{tg} \varphi_A$ - коэффициенты мощности ЭП.

б) определяют значение расчетной активной и реактивной мощности рассматриваемой группы ЭП:

$$P_{рф(\phi)} = 3\sqrt{3} P_{\max \phi, c} \quad (8.5)$$

$$Q_{p\Phi} = 3\sqrt{3} Q_{\max \phi, c} \cdot \cos \varphi$$

Таблица 9

Коэффициенты приведения

Обозначение	при значениях $\cos \varphi$							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1
$k_{(AB)A}, k_{(BC)B},$ $k_{(AC)C}$	1,17	1	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$k_{(AB)B}, k_{(BC)C},$ $k_{(AC)A}$	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$l_{(AB)A}, l_{(BC)B},$ $l_{(AC)C}$	0,88	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$l_{(AB)B}, l_{(BC)C},$ $l_{(AC)A}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

2). Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, расчет нагрузки проводится по эффективной мощности:

а) приводим номинальную мощность каждого электроприемника к длительному режиму:

$$\begin{aligned} P_{ном} &= P_{пас} \sqrt{\alpha}, \\ Q_{ном} &= P_{пас} \sqrt{\alpha} \operatorname{tg} \varphi, \\ S_{ном} &= \sqrt{P_{ном}^2 + Q_{ном}^2}. \end{aligned} \quad (8.6)$$

где $P_{пас}$ - паспортная мощность электроприемника;

б) распределяют электроприемники таким образом, чтобы неравномерность длительно приведенной полной мощности не превышала 15%, при этом, наиболее загруженной фазой указывают фазу А;

в) определяем расчетную нагрузку, используя параметры наиболее загруженной фазы:

$$S_{p\Phi} = 3\sqrt{\left(\max \left(e \frac{S_{пас} k \chi_u}{\sqrt{3}} \right) \right)^2 + e^2 \frac{3}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_{пас} k \chi_u}{\sqrt{3}} \right)^2 S_{\text{ш}} \left(\frac{P_{пас} \sqrt{\alpha} k \chi_u}{\sqrt{3}} \right)^2 \chi_{\text{ш}}},$$

$$P_{p\Phi} = \sum_{\Phi} \Psi \cos \varphi_{cp}, \quad (8.7)$$

$$Q_{p\Phi} = \sqrt{\sum_{\Phi} S_{\Phi}^2 - P_{p\Phi}^2}. \quad (8.8)$$

где $\cos \varphi_{cp}$ - средневзвешенный коэффициент мощности всей группы ЭП;

Определение пиковых нагрузок

Пиковой, или ударной, нагрузкой называется максимально возможная нагрузка одного или группы электроприемников длительностью в доли или нескольких секунд. Такие нагрузки возникают при пусках или самозапущах двигателей трехфазного и постоянного тока, работающих в крановых, тяговых, прокатных приводах, а также при эксплуатационных коротких замыканиях, характерных для электросварки и дуговых печей.

Величину пикового тока используют при выборе устройств защиты и их уставок, в расчетах колебаний напряжения и при проверке самозапуска двигателей.

С достаточной для практических расчетов точностью групповой пиковый ток

$$I_{пик} = I_{пуск.нб} + (I_{раб\ max} - k_u \cdot I_{ном.дв.нб}) \quad (8.9)$$

где $I_{пуск.нб}$ – наибольший пусковой ток двигателя в группе;

$I_{раб\ max}$ – расчетный максимальный ток всех электроприемников, питающихся от данного элемента;

$I_{ном.дв.нб}$ – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током;

k_u – коэффициент использования для графика нагрузки этого двигателя.

Расчет нагрузки электроприемников напряжением выше 1 кВ

Расчетная нагрузка электроприемников напряжением выше 1 кВ (высокого напряжения - ВН), т. е. активная нагрузка синхронного двигателя (СД) и асинхронного двигателя (АД), а также реактивная нагрузка АД, подключенных к распределительной подстанции напряжением 6..10 кВ, принимается равной средней мощности. Тогда расчетная нагрузка (активная $P_{расч\ ВН}$ и реактивная $Q_{расч\ ВН}$) группы из G силовых приемников цеха определяется из соотношений

$$P_{расч\ ВН} = \sum k_{уг} \cdot p_{номg} \quad (8.10)$$

$$Q_{расч\ ВН} = \sum k_{уг} \cdot p_{номg} \cdot tg\varphi_g \quad (8.11)$$

где $p_{номg}$ - активная установленная (номинальная) мощность g-го электроприемника высшего напряжения, принимаемая по исходным данным;

$tg\varphi_g$ - соответствует характерному для приемников данной группы средневзвешенному значению коэффициента мощности;

$k_{уг}$ - коэффициент использования g-го электроприемника напряжением выше 1 кВ.

Для СД определяется максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, которую можно получить от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{СД} = \frac{K_{зСД} \cdot P_{ном\Sigma СД} \cdot tg\varphi_{СД}}{\eta_{СД}} \quad (8.12)$$

где $P_{ном\Sigma СД}$ - суммарная установленная мощность группы СД;

$tg\varphi_{СД}$, $\eta_{СД}$ - номинальные параметры СД: коэффициент реактивной мощности и КПД;

$K_{зСД}$ - коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности, зависящий от типа двигателя, относительного напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности

Расчет электрической нагрузки предприятия

Расчетные полная, активная и реактивная мощности промышленного предприятия (ПП) $P_{расч\ ПП}$, $Q_{расч\ ПП}$, отнесенные к шинам вторичного напряжения главной понижающей подстанции, определяются по расчетным активным и реактивным нагрузкам (цехов силовых высоковольтных и низковольтных, осветительных и силовых однофазных нагрузок), а также с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях напряжением до 1 кВ с учетом коэффициента одновременности нагрузки K_{max} :

$$P_{расч\ ГПП} = (\sum P_{расч\ НН} + \sum P_{расч\ ВН}) \cdot K_{о\ max} + \sum P_{расч\ ОН} + \sum P_{р,3\phi(1\phi)} + \Delta P_{ц}, \quad (8.13)$$

$$Q_{расч\ ГПП} = (\sum Q_{расч\ НН} + \sum Q_{расч\ ВН} - \sum Q_{СД}) \cdot K_{о\ max} + \sum Q_{р,3\phi(1\phi)} + \Delta Q_{ц}, \quad (8.14)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых подстанций и цеховых сетях напряжением до 1 кВ приближенно принимаются равными соответственно 3 и 10% от полной трансформируемой мощности $S_{расч\ \Sigma н}$:

$$\Delta P_{ц} = 0,034 S_{расч\ \Sigma н}, \quad \Delta Q_{ц} = 0,14 S_{расч\ \Sigma н}.$$

где $S_{расч\ \Sigma н} = \sqrt{P_{расч\ \Sigma н}^2 + Q_{расч\ \Sigma н}^2}$:

$$P_{расч\ ГПП} = \sum P_{расч\ НН} + \sum P_{расч\ ОН} + \sum P_{р,3\phi(1\phi)}, \quad (8.15)$$

$$Q_{расч\ ГПП} = \sum Q_{расч\ НН} + \sum Q_{р,3\phi(1\phi)}, \quad (8.16)$$

Потери активной и реактивной мощности в кабелях высшего напряжения в предварительных расчетах не учитываются вследствие их малой значимости.

Таблица 10

Значения коэффициентов одновременности $K_{о\ max}$ на шинах (6..10 кВ) трансформаторов ГПП

Коэффициенты одновременности $K_{о\ max}$		
при $K_u \downarrow 0,3$	$0,2 < K_u < 0,5$	при $K_u \uparrow 0,5$
0,75	0,8	0,85

ТЕМА 9. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = n_{кв,уд} \cdot P_{кв,уд} \quad (9.1)$$

где $P_{кв,уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.;

n - число квартир.

Таблица 11

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

Потребители электроэнергии	Количество квартир													
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры с плитами:														
а) на природном газе в городах с численностью населения:														
- до 100 тыс. чел.	4,5	2,8	2,3	2,0	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
- свыше 100 тыс. чел.	6,0	3,7	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9	1,6	1,4	1,13	1,03	0,95	0,92	0,89
б) на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе в городах с численностью населения:														
до 100 тыс. чел.	6,0	3,4	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,4	1,3	1,08	1,0	0,92	0,84	0,76
свыше 100 тыс. чел.	7,5	4,3	3,6	3,1	2,8	2,5	2,2	1,8	1,6	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95
электрическими мощностями до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62
Домики на участках садоводческих товариществ	4,0	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

Таблица 12

Удельная расчетная нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

Потребители электроэнергии	Количество коттеджей									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Коттеджи с плитами на природном газе	11,5	6,5	5,4	4,7	4,3	3,9	3,3	2,6	2,1	2,0
Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт	22,3	13,3	11,3	10,0	9,3	8,6	7,5	6,3	5,6	5,0
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6
Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт	25,1	15,2	12,9	11,6	10,7	10,0	8,8	7,5	6,7	5,5

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{p.лф} + P_{c-m} \quad (9.2)$$

Мощность лифтовых установок $P_{p.лф}$ определяется по формуле

$$P_{p.лф} = K_{c/лф} \cdot \frac{e}{m} P_{лфи} \quad (9.3)$$

где $K_{c/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{лфи}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств P_{c-m} определяется по их установленной мощности $P_{c-m.y}$ и коэффициенту спроса $K_{c.c-m}$:

$$P_{c-m} = K_{c.c-m} \cdot \frac{e}{n} P_{c-m.y} \quad (9.4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{р.ж.д.}$ определяйся по формуле

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с-т}) \quad (9.5)$$

Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$.

Таблица 13

Коэффициенты спроса лифтовых установок $K_{с/лф}$

Число лифтовых установок	Число этажей жилого дома	
	до 12	более 12
2 - 3	0,8	0,9
4 - 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Таблица 14

Коэффициенты спроса электродвигателей санитарно-технических устройств $K_{с.с-т}$

Число электро-двигателей	$K_{с.с-т}$	Число электро-двигателей	$K_{с.с-т}$
2	1 (0,8)	15	0,65
3	0,9 (0,75)	20	0,65
5	0,8 (0,7)	30	0,6
8	0,75	50	0,55
10	0,7		

Примечание. В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

Таблица 15

Расчетные коэффициенты реактивной мощности потребителей жилых домов

Потребитель электроэнергии	c	tg φ
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов микрорайона (квартала) $P_{р.мп}$, кВт, приведенная к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, ориентировочно может определяться по формул

$$P_{р.мп} = P_{р.ж.д.уд} \cdot F_{мп} \cdot 10^{-3} \quad (9.6)$$

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м²;

$F_{мп}$ – общая площадь жилых домов микрорайона, м².

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий

Расчетные электрические нагрузки на вводе в общественные здания или встроенные в жилые дома предприятия определяются по укрупненным средним нагрузкам по выражению:

$$P_{зб} = \frac{M}{зб.уд} \cdot Ч$$

где $P_{зб.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.;

M - количественный показатель.

Таблица 16

Удельные расчетные нагрузки общественных зданий

№ п/п	Общественные здания	Удельная нагрузка	Расчетные коэффициенты	
			cosφ	tg φ
1	2	3	4	5
1	Учреждения образования, кВт/учащегося			
	Общеобразовательные школы:			
	с электрифицированными столовыми и спортзалами	0,25	0,95	0,33
	без электрифицированных столовых и спортзалов	0,17	0,92	0,43
	с буфетами и спортзалами	0,17	0,92	0,43
	без буфетов и спортзалов	0,15	0,92	0,43
	Профессионально-технические училища со столовыми	0,46	0,8 – 0,92	0,75 – 0,43
	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,97	0,25
2	Предприятия торговли, кВт/м ²			
	Продовольственные магазины:			

	без кондиционирования воздуха	0,23	0,82	0,7
	с кондиционированием воздуха	0,25	0,8	0,75
Непродовольственные магазины:				
	без кондиционирования воздуха	0,14	0,92	0,43
	с кондиционированием воздуха	0,16	0,9	0,48
3	Предприятия общественного питания, кВт/место			
	Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:			
Продолжение табл.16				
1	2	3	4	5
	до 400	1,04	0,98	0,2
	500 – 1000	0,86	0,98	0,2
	более 1000	0,75	0,98	0,2
	Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:			
	до 100	0,9	0,95	0,33
	100 – 400	0,81	0,95	0,33
	500–1000	0,69	0,95	0,33
	более 1000	0,56	0,95	0,33
4	Предприятия коммунально-бытового обслуживания			
	Фабрики химчистки и прачечные, кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
	Парикмахерские, кВт/рабочее место	1,5	0,97	0,25
5	Учреждения культуры и искусства, кВт/место			
	Кинотеатры и киноконцертные залы:			
	без кондиционирования воздуха	0,12	0,95	0,33
	с кондиционированием воздуха	0,14	0,92	0,43
	Клубы	0,46	0,92	0,43
6	Здания и помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитнофинансовых учреждений и предприятий связи, кВт/м ²			
	без кондиционирования воздуха	0,043	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,054	0,87	0,57
7	Учреждения жилищно-коммунального хозяйства, кВт/место			
	Гостиницы:			
	без кондиционирования воздуха (без ресторанов)	0,34	0,9	0,48
	с кондиционированием воздуха	0,46	0,85	0,62

Расчетные электрические нагрузки линий напряжением до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяют по формуле:

$$P_{p.l} = P_{зд max} + \sum K_{yi} \cdot P_{зdi} \quad (9.7)$$

где $P_{зд\ max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка остальных зданий, питаемых по линии;

K_{yi} – коэффициент участия в максимуме (принимают по справочным данным).

Расчетные электрические нагрузки ТП 10(6)/0,4 кВ на шинах низшего напряжения определяют умножением суммарной нагрузки на шинах низшего напряжения на коэффициент участия в максимуме. Для наиболее распространенных однострановых и двухтрансформаторных ТП коэффициент совмещения максимума равен 0,9.

Расчетные электрические нагрузки линий и распределительных пунктов 6..10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл.17.

Таблица 17

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Максимум нагрузки	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети				
	0,2	0,6	1	1,5	3
Утренний Вечерний	0,75/0,6	0,8/0,7	0,85/0,75	0,88/0,8	0,92/0,87
	0,85...0,9	0,65...0,85	0,55 ...0,8	0,45...0,76	0,3...0,7

Примечание. В строке для утреннего максимума в числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе - с плитами на газовом или твердом топливе. В строке для вечернего максимума меньшие значения коэффициентов следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имеют двух- или трехсменный режим работы.

Определение электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и

электрических сетей используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам,

$$\begin{aligned} P_e &= \kappa_o \cdot n \cdot P, \\ Q_e &= \kappa_o \cdot n \cdot Q, \end{aligned} \quad (9.8)$$

где n – количество домов;

κ_o – коэффициент одновременности;

P – активная мощность одного дома, кВт;

Q – реактивная мощность одного дома, квар.

Для освещения улицы в темное время суток необходимо принять тип светильников и тип источника света, а также высоту подвеса.

Мощность, уличного освещения определяется по формулам,

$$\begin{aligned} P_{yo} &= P_{yd} \cdot L, \\ Q_{yo} &= P_{yo} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \end{aligned} \quad (9.9)$$

где P_{yd} – удельная мощность уличного освещения, Вт/м;

L – длина улицы, м;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности светильника.

Активная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$P_{осв} = \kappa_o \cdot n \cdot \Pi \cdot P_{yd.o}, \quad (9.10)$$

где Π – периметр приусадебного участка, м,

n – количество домов,

$P_{yd.o}$ – удельная мощность освещения приусадебных участков, Вт/п.м.

Реактивная мощность необходимая для освещения приусадебных участков определяется по формуле,

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (9.11)$$

Для определения расчётного вечернего максимума активной и реактивной мощностей расчётного населённого пункта с учётом нагрузки уличного

освещения и освещения приусадебных участков необходимо просуммировать данные нагрузки,

$$P_{\epsilon} = P_{\Sigma} + P_{yo} + \Delta P_{ocv}, \quad (9.12)$$

$$Q_{\epsilon} = Q_{\Sigma} + Q_{yo} + \Delta Q_{ocv} \quad (9.13)$$

Полная потребляемая мощность расчётного населённого пункта для дневного и вечернего максимумов определяется по формуле,

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9.14)$$

Таблица 18

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование Потребителей.	Количество потребителей.										
	1	2	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с нагрузкой на вводе: до 2,2 кВт.	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2,2 кВт.	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,19
То же, с электроплитами и водонагревателями.	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители.	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Таблица 19

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6-20 кВ

Количество Т.П.	2	3	5	10	20	≤25
Коэффициент одновременности, K_0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 20

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 35-110 кВ

Количество подстанций 110-35/10 или линий 35, 110 кВ.	2	3	≤4
Коэффициент одновременности.	0,97	0,95	0,9

ТЕМА 10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГПП ИЛИ ПГВ. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Определение центра электрических нагрузок и обоснование места установки ГПП. При проектировании современных СЭС требуется решать задачи выбора рациональных схем электроснабжения, при этом конфигурация схемы во многом зависит от места расположения источника питания. Правильный выбор места расположения ГПП (ПГВ) обеспечит наилучшие технико-экономические показатели СЭС. Выбор места расположения центров питания для крупных предприятий представляет очень сложную техническую задачу, которую приходится решать с помощью сложных математических методов. Однако для не очень больших предприятий эта задача легко решается без использования сложных методик с помощью построения картограммы нагрузок, определения центра электрических нагрузок и определения эллипса рассеяния электрических нагрузок.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют активным расчетным нагрузкам цехов. Центр каждого круга должен совпадать с центром нагрузок цеха. ЦЭН предприятия (цеха) является символическим центром потребления электроэнергии предприятием (цехом). Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot \psi_m}} \quad (10.1)$$

где P_i – полная расчетная мощность i -го цеха с учетом компенсации, r_i – радиус круга, m – масштаб для определения площади круга,

На достаточно больших предприятиях (цехах) расчет проводят не только по активной мощности, а еще и по реактивной. Так как питание активных нагрузок осуществляют от собственных электростанции или подстанций или от подстанций и станций энергосистемы. Тогда как центры питания реактивных нагрузок обычно представляет собой конденсаторные батареи (или СТК).

Если считать электрические нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха (предприятия), то ЦЭН цеха будет совпадать с его геометрическим центром тяжести. Проведя, аналогию между массами и электрическими нагрузками определяют координаты ЦЭН предприятия:

$$X = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i},$$

где X_i и Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения отдельных нагрузок i -го цеха в осях координат X и Y .

Пример расчета центра электрических нагрузок для промышленного предприятия. Исходные данные приведены в табл.21.

Так как цех имеет правильную прямоугольную форму, то упрощенно центр энергетических нагрузок определяется путем проведения диагоналей. В том месте, где пересекутся диагонали, там и будет центр электрических нагрузок цеха. Координаты центра энергетических нагрузок цехов занесем в табл.21

Выбираем масштаб $m=300$ кВт/см.

$$\text{Например для 1-го цеха } r_i = \sqrt{\frac{4178.5}{3,14 \cdot 300}} = 2,1 \text{ см.}$$

Таблица 21

Картограмма нагрузок

Номер цеха	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	r_i , см
1	760	635	4178,5	2,1

2	220	640	2246,25	1,5
3	1170	620	791,87	0,9
4	400	215	4114,69	2,1
5	1240	195	2862,27	1,7
6	1490	490	1123,12	1,1
7	1370	765	245,9	0,5
8	910	200	3417,61	1,9
9	1610	745	312,25	0,6
10	1565	215	33,06	0,2

Строим окружности на картограмме

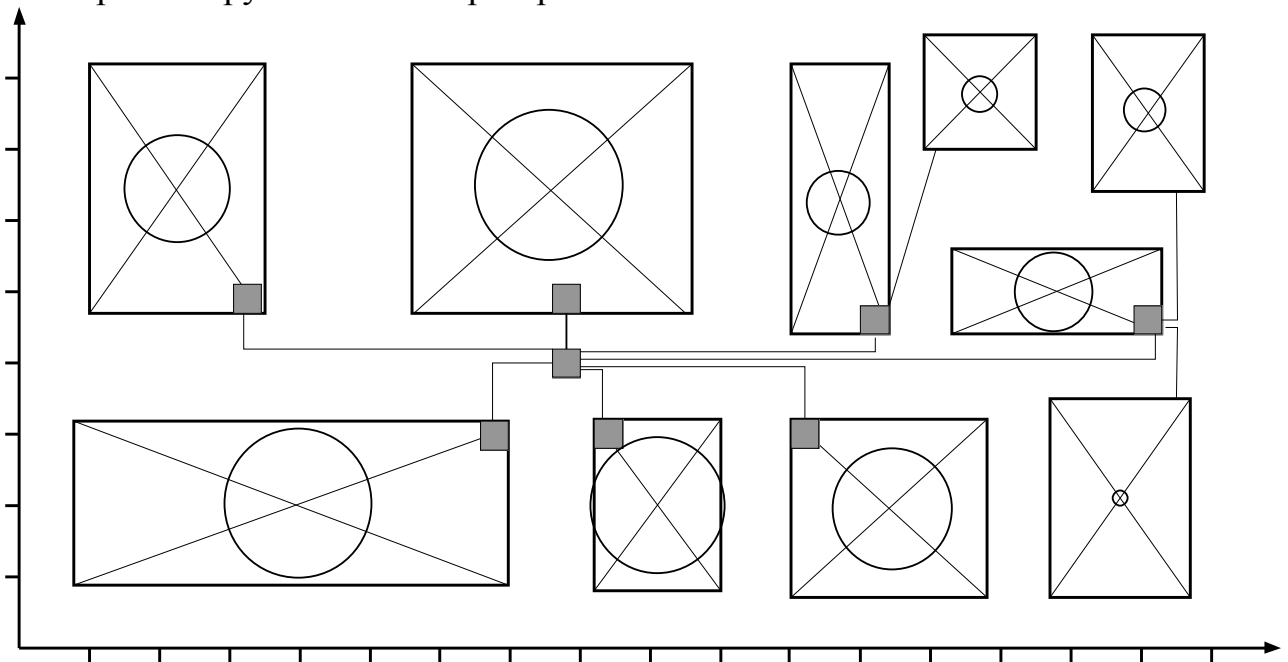


Рис. 29. Расчет нагрузок ГПП

Таблица 22

Находим место расположения ИП

Номер цеха	Координата X, м	Координата Y, м	P, кВт	$X_i \cdot P_i$	$Y_i \cdot P_i$
1	760	635	4178,5	3175660	2653348
2	220	640	2246,25	494175	1437600
3	1170	620	791,87	926487,9	490959,4
4	400	215	4114,69	1645876	884658,4
5	1240	195	2862,27	3549215	558142,7
6	1490	490	1123,12	1673449	550328,8
7	1370	765	245,9	336883	188113,5
8	910	200	3417,61	3110025	683522
9	1610	745	312,25	502722,5	232626,3
10	1565	215	33,06	51738,9	7107,9
Итого			19325,52	15466232	7686406,35

После расчетов установили, что место расположения ГПП должно быть в точке

$$X = \frac{1546232}{19325.52} = 800 \text{ м}, Y = \frac{7686406.35}{19325.52} = 398 \text{ м}.$$

Выбор трансформаторов главной понижающей подстанции

Главная понижающая подстанция объекта - ГПП выполняется двух-трансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой объекта (предприятия) и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах 70% на время максимума. Однако, на время максимума нагрузки в нормальном режиме допускается также перегружать трансформатор в течении 6 часов, но не более 5 суток в год.

Таким образом, выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) допускается производить по двум методикам:

- по аварийной перегрузке в послеаварийном режиме;
- по допустимой систематической перегрузке в нормальном режиме, с последующей проверкой трансформаторов в послеаварийном режиме.

Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) при отсутствии графика нагрузки подстанции проводится по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{N \cdot K_3} \quad (10.2)$$

где N - количество трансформаторов;

K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух-трансформаторных подстанций $K_3 = 0,7$, для однострансформаторны $K_3 = 0,8 - 0,85$).

Полная расчетная мощность определяется по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_3^2} \quad (10.3)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная активная мощность ГПП (ПГВ);

Для снижения потерь мощности в энергосистеме рекомендуется оптимизировать величину передаваемой мощности в энергосистему, величина этой мощности может быть определена по формуле:

$$Q_3 = P_{p\Sigma} \text{tg}\varphi_3 \quad (10.4)$$

где $\text{tg}\varphi_3$ - экономический коэффициент реактивной мощности (определяется по справочным данным или расчетным путём).

Выбор трансформатора по систематической перегрузке проводится в следующем порядке:

а) определяется средняя нагрузка по наибольшему зимнему суточному графику нагрузки подстанции:

$$S_c = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta t_i \text{tg}\varphi_i S_i}{T_n} \quad (10.5)$$

где Δt_i - продолжительность ступени графика нагрузки;

S_i - величина полной нагрузки ступени графика;

n - число ступеней графика нагрузки.

$$T_n = 24 \text{ ч}$$

б) вычисляется величина загрузки эквивалентного графика:

$$K_{31} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \Delta t_j \text{tg}\varphi_j S_j}{\sum_{j=1}^m \Delta t_j}} \quad (10.6)$$

где Δt_j - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_j \leq S_c$;

m - количество ступеней графика при котором $S_j \leq S_c$;

в) определяем величину предварительной перегрузки по графику:

$$K_{n1} = \frac{1}{S_c} \sqrt{\frac{e \Delta t_k \psi S_k}{e \Delta t_k}} \quad (10.7)$$

где Δt_k - продолжительность ступени графика нагрузки, при $S_k > S_c$;

v – количество ступеней графика при котором $S_k > S_c$.

г) определяем величину максимума:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_c} \quad (10.8)$$

где S_{\max} - максимальная нагрузка по графику.

д) определяем продолжительность перегрузки по графику ($H\check{y}$) и корректируем эту величину:

$$H = \frac{(K_{n1})^2 \psi H\check{y}}{(0.9 \psi K_{\max})} \quad (10.9)$$

Если полученная величина меньше 6 часов, то трансформатор может быть выбран по систематической перегрузки.

Для этого по справочным данным определяется допустимая величина перегрузки трансформатора, как функция $K_n = f(K_{z1}, H, t)$, где t – температура окружающего воздуха во время перегрузки.

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т}} \leq \frac{S_{\text{ср}}}{N \psi K_n} \quad (10.10)$$

где $S_{\text{ср}}$ - средняя полная мощность, определенная за интервал времени перегрузки по графику.

После выбора трансформатора по любому из методов, осуществляют проверку трансформатора по условию послеаварийной перегрузки:

$$1,4 \psi S_{\text{ном.т}} \leq S_{\text{рз}}$$

Окончательный выбор проводят после технико-экономического сравнения нескольких вариантов.

ТЕМА 11. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Общие сведения

Количество трансформаторов на подстанции. На подстанциях всех напряжений, как правило, применяется не более двух трансформаторов по соображениям технической и экономической целесообразности. В большинстве случаев это обеспечивает надежное питание потребителей и в то же время дает возможность применять простейшие блочные схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении, что резко упрощает их конструктивные решения и уменьшает стоимость. Резервирование осуществляется при помощи складского и передвижного резерва.

Однотрансформаторные цеховые подстанции напряжением 6... 10 кВ можно применять при наличии складского резерва для потребителей всех групп по надежности, даже для потребителей первой категории, если величина их не превышает 15...20% общей нагрузки и их быстрое резервирование обеспечено при помощи автоматически включаемых резервных перемычек на вторичном напряжении. Эти перемычки могут быть применены также для питания в периоды минимальных режимов при отключении части подстанций.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяются в тех случаях, когда большинство электроприемников относится к первой или второй категориям, которые не допускают перерыва в питании во время доставки и установки резервного трансформатора со склада, на что требуется не менее 3...4 ч. Двухтрансформаторные подстанции целесообразно применять также независимо от категории питаемых потребителей при неравномерном графике нагрузки, когда выгодно уменьшать число включенных трансформаторов при длительных снижениях нагрузки в течение суток или года.

Применение цеховых подстанций с числом трансформаторов более двух, как правило, экономически нецелесообразно. Более двух трансформаторов на одной цеховой подстанции применяется в следующих случаях:

- при наличии крупных сосредоточенных нагрузок;
- при отсутствии места в цехе для рассредоточенного расположения подстанций по производственным условиям;
- при отдельных трансформаторах для «сиды» и «света», если установка этих трансформаторов целесообразна на одной подстанции;
- при питании территориально совмещенных силовых нагрузок на различных напряжениях;
- при необходимости выделения питания нагрузок с резкими, часто повторяющимися толчками, например крупных сварочных аппаратов и т. п.

Выбор числа цеховых трансформаторов на предприятии с учетом степени компенсации реактивной мощности

Расчетная мощность силового трансформатора определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{K_3 \cdot \eta N_m}, \quad (11.1)$$

где P_p - расчетная активная мощность, кВт;

K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов.

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{т.ном} \geq S_p, \quad (11.2)$$

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле:

$$Q_{т.мах} = \sqrt{(N_{опт} \cdot K_3 \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad (11.3)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ по первому этапу составит

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_{мах,т}, \quad (11.4)$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность.

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется.

Дополнительная мощность $Q_{нк2}$, НБК для группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_{тр} \cdot S_{т.ном}, \quad (11.5)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} (при отсутствии достоверных данных его можно принять равным: 0,38-0,4).

Если $Q_{нк2} < 0$, то $Q_{нк2} = 0$.

Суммарная мощность низковольтных батарей конденсаторов:

$$\sum Q_{нк2} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (11.6)$$

Распределение суммарной мощности НБК по трансформаторным подстанциям осуществляется пропорционально их реактивным нагрузкам.

Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{нк} + \Delta Q_t, \quad (11.7)$$

где $Q_{нк1}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе.

На промышленных предприятиях высоковольтные батареи конденсаторов не устанавливаются, если расчетная мощность батареи менее 1000 кВар на секцию шин 6 кВ.

Выбор числа трансформаторов в городских и сельских сетях

Выбор осуществляется по формуле

Так как в городских сетях реактивная мощность мала, то компенсацию реактивной мощности в этих сетях не проводят. Выбор мощности трансформаторов сельских ТП также рекомендуется проводить с учетом компенсации реактивной мощности по минимуму потерь в сетях 0,4 кВ.

Компенсация реактивных мощностей в системе электро-снабжения

Параметры режимов электрических систем

Режим работы электрической системы характеризуется значениями показателей ее состояния, называемых параметрами режимов. Все процессы в

электрических системах можно охарактеризовать тремя параметрами: напряжением, током и активной мощностью. Но для удобства расчетов режимов применяются и другие параметры, в частности, реактивная и полная мощность. Произведение показаний вольтметра и амперметра в цепи переменного тока называется полной мощностью. Для трехфазной цепи она выражается формулой:

$$S = \sqrt{3} \, \text{UI} \quad (11.8)$$

где I – ток в одной фазе;

U – линейное напряжение.

Активная мощность трехфазного переменного тока определяется по формуле

$$P = \sqrt{3} \, \text{UI} \, \cos \varphi \quad (11.9)$$

Множитель $\cos \varphi$ называется коэффициентом мощности. Угол φ указывает сдвиг по фазе тока и напряжения.

На основании этих выражений полная мощность S представляется гипотенузой прямоугольного треугольника, один, катет которого представляет активную мощность $P = S \cos \varphi$, а другой – реактивную $Q = S \sin \varphi$.

Реактивная мощность находится также из выражения

$$Q = P \, \text{tg} \varphi \quad (11.10)$$

где $\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Баланс активных мощностей

Особенностью производства и потребления электроэнергии является равенство выработанной и израсходованной в единицу времени электроэнергии (мощности). Следовательно, в электрической системе должно выполняться равенство (баланс) для активных мощностей

$$P_2 = P_{\text{номр}} + \Delta P_{\text{пер}} + P_{\text{с.л.}}, \quad (11.11)$$

где P_2 – суммарная активная мощность, отдаваемая в сеть генераторами электростанций, входящих в систему;

$P_{\text{номр}}$ – суммарная совмещенная активная нагрузка потребителей системы;

$\Delta P_{\text{пер}}$ – суммарные потери активной мощности во всех элементах передачи электроэнергии (линиях, трансформаторах) по электрическим сетям;

$P_{\text{с.н.}}$ – суммарная активная нагрузка собственных нужд всех электростанций системы при наибольшей нагрузке потребителя.

Равенство (11.11) позволяет определить рабочую активную мощность системы. Располагаемая мощность генераторов $P_{\text{г.расн.}}$ системы несколько больше, чем рабочая мощность в режиме максимальных нагрузок $P_{\text{г.макс}}$; требуется учитывать необходимость резервирования при аварийных и плановых (ремонтных) отключениях части основного оборудования электроэнергетической системы:

$$P_{\text{г.расн.}} = P_{\text{г.макс}} + P_{\text{г.рез}}, \quad (11.12)$$

где $P_{\text{г.рез}}$ мощность резерва системы, который должен быть не меньше 10% ее рабочей мощности.

При нарушении баланса активных мощностей, например, если

$$P_{\text{г.расн.}} < P_{\text{номр}} + \Delta P_{\text{пер}} + P_{\text{с.н.}}, \quad (11.13)$$

происходит снижение частоты в системе.

Баланс реактивных мощностей

В электрической системе суммарная генерируемая реактивная мощность должна быть равна потребляемой реактивной мощности. В отличие от активной мощности, источниками которой являются только генераторы электростанций, реактивная мощность генерируется как ими, так и другими источниками, к которым относятся воздушные и кабельные линии разных напряжений $Q_{\text{л}}$, а также установленные в сетях источники реактивной мощности (ИРМ) (компенсирующие устройства - КУ) мощностью $Q_{\text{ку}}$.

Поэтому баланс реактивной мощности в электрической системе представляется уравнением

$$Q_{\text{г}} + Q_{\text{л}} + Q_{\text{ку}} = Q_{\text{номр}} + \Delta Q_{\text{пер}} + Q_{\text{с.н.}} \quad (11.14)$$

Следует отметить, что уравнение баланса реактивных мощностей связано с уравнением баланса активных мощностей, так как

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 ; \quad (11.15)$$

$$Q_{\text{номр}} = P_{\text{номр}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{номр}} .$$

Генерация реактивной мощности на электростанциях зависит от числа и активной мощности работающих агрегатов, а потребление реактивной мощности - от состава электроприемников. При номинальном коэффициенте мощности генераторов $\cos \varphi_2 = 0,85$ коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,6$. Для потребителей коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{номр}} = 0 \dots 3$.

В линиях напряжением 110 кВ и выше генерация реактивной мощности (зарядная мощность) компенсирует реактивные потери в линиях и может превысить их.

Таким образом, при выборе активной мощности генераторов энергосистемы по условию баланса активных мощностей и при работе генераторов с номинальным коэффициентом мощности генерируемая суммарная реактивная мощность без дополнительно используемых ИРМ может оказаться меньше требуемой по условию баланса реактивных мощностей:

$$Q_2 + Q_{\text{л}} < Q_{\text{номр}} + \Delta Q_{\text{пер}} + Q_{\text{с.л.}} \quad (11.16)$$

В этом случае образуется дефицит реактивной мощности, который приводит к следующему:

- большая загрузка реактивной мощностью генераторов электростанций приводит к перегрузке по току генераторов;
- передача больших потоков реактивной мощности от генераторов по элементам сети приводит к повышенным токовым нагрузкам и, как следствие, к увеличению затрат на сооружение сети, повышенным потерям активной мощности;
- недостаток реактивной мощности в системе влечет за собой снижение напряжения в узлах электрических сетей и у потребителей.

Для получения баланса реактивных мощностей вблизи основных потребителей реактивной мощности устанавливают дополнительные источники с выдаваемой реактивной мощностью $Q_{ку}$.

При избытке реактивной мощности в системе, т. е. при

$$Q_z + Q_l + Q_{ку} > Q_{потр} + \Delta Q_{пер} + Q_{с.н.}, \quad (11.17)$$

в элементах электрической сети возникают перетоки реактивной мощности, встречные направлению потоков активной мощности, что приводит к повышению напряжений в узлах и увеличению потерь мощности. Данный режим характерен для периода минимальных нагрузок в системе.

Отсюда возникает задача оптимизации режима реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия, выбора типа и мощности, а также места установки компенсирующих устройств.

В системах электроснабжения городов с коммунально-бытовой нагрузкой компенсирующие устройства обычно не устанавливаются.

Исходные положения по компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий

При выборе средств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо различать две группы промышленных сетей в зависимости от состава их нагрузок:

сети общего назначения с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц;

сети со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

На начальной стадии проектирования определяются наибольшие суммарные расчетные нагрузки предприятия при естественном (т.е. до установки КУ) коэффициенте реактивной мощности $P_{расчIII}$, $Q_{расчIII}$.

Наибольшая суммарная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств,

$$Q_{расчIII} = L_{0max} \cdot Q_{расчIII}, \quad (11.18)$$

где $L_{0\max}$ – коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольшей активной нагрузки системы и реактивной мощности промышленного предприятия. Значения для разных отраслей промышленности $L_{0\max} = 0,75 \dots 0,95$.

Значения наибольших реактивной и активной нагрузок предприятия общаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно $Q_{\text{с1}}$ и $Q_{\text{с2}}$.

По реактивной мощности $Q_{\text{с1}}$ определяется суммарная мощность компенсирующих устройств предприятия, а в соответствии с заданным значением $Q_{\text{с2}}$ – регулируемая часть компенсирующих устройств.

Суммарная мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{max III}} - Q_{\text{с1}}. \quad (11.19)$$

В период минимальных активных нагрузок системы входная реактивная мощность предприятия должна быть равна $Q_{\text{с2}}$, для чего требуется отключение части установленной на предприятии мощности КУ.

В качестве средств компенсации реактивной мощности используются статические конденсаторы напряжением до и выше 1 кВ и синхронные двигатели.

Основные потребители реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные электродвигатели (до 52% в машиностроении), электротермия, электросварка, электролиз, индукционные и дуговые электрические печи, некоторые установки электрического освещения и пр.

Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями

В настоящее время наиболее распространенное выражение реактивной нагрузки асинхронного двигателя имеет вид:

$$q = (q_{\text{ном}} - q_0) \Psi(K_3) + q_0$$

где $q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность АД, которая может быть определена по паспортным данным двигателя.

$$q_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \psi \operatorname{tg} \varphi_{ном} . \quad (11.20)$$

После некоторых преобразований получим выражение полной реактивной нагрузки

$$q_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \frac{I_{x.x.}}{I_{ном} \psi \cos \varphi_{ном}} + (K_3)^2 \frac{\psi}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{ном} \psi \frac{I_{x.x.}}{I_{ном} \psi \cos \varphi_{ном}} \frac{\psi}{\psi} , \quad (11.21)$$

где $P_{ном}$ – номинальная полезная активная мощность на валу, указываемая на заводском щитке;

$I_{ном}$ – номинальное фазное значение тока статора;

$I_{x.x.}$ – ток холостого хода электродвигателя;

$\eta_{ном}$ – коэффициент полезного действия;

$K_3 = \frac{P}{P_{ном}}$ – коэффициент загрузки АД по активной мощности;

$\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий номинальному коэффициенту мощности $\cos \varphi_{ном}$, указанному на щитке.

Для удобства расчетов преобразуем формулу (13.15) в следующую:

$$qK \alpha_1 \left(\frac{I_{x.x.}}{I_{ном}} \right)^2 + \beta_1 , \quad (11.22)$$

$$\text{где } \alpha_1 = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \psi \operatorname{tg} \varphi_{ном} - 3 \psi U_{ном} \psi I_{x.x.} = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \frac{\psi}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{ном} \psi \frac{I_{x.x.}}{I_{ном} \psi \cos \varphi_{ном}} \frac{\psi}{\psi} ; \quad (11.23)$$

Здесь $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя,

$I_{x.x.}$ – относительный ток холостого хода АД.

Источники реактивной мощности (компенсирующие устройства)

На промышленных предприятиях применяют следующие компенсирующие устройства:

для компенсации реактивной мощности - синхронные двигатели и параллельно включаемые батареи силовых конденсаторов;

для компенсации реактивных параметров передачи - батареи силовых конденсаторов последовательного включения,

Силовые конденсаторы

Силовые конденсаторы – специальные однофазные или трехфазные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. Мощность конденсаторов в одном элементе составляет 5...100 квар, номинальное напряжение - от 220 В до 10 кВ.

Реактивная мощность, вырабатываемая конденсатором,

$$Q_k = U^2 \omega C_k, \quad (11.24)$$

где U – напряжение на зажимах конденсатора;

ω – угловая частота переменного тока;

C_k – емкость конденсатора, которая определяется, в основном, площадью обкладок.

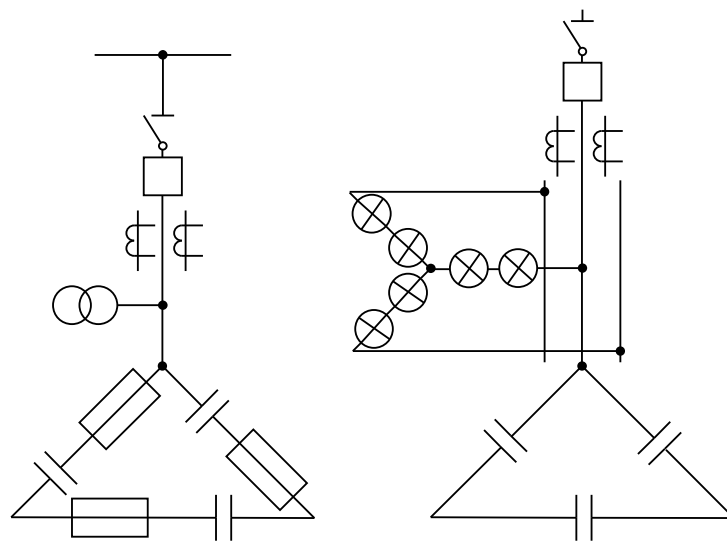


Рис. 30. Схемы присоединения конденсаторных батарей: а – через выключатель на напряжении 6...10 кВ; б – через рубильник и предохранитель на напряжении до 1 кВ

Размещение компенсирующих устройств в системах электроснабжения промышленных предприятий

После определения суммарной мощности компенсирующих устройств Q_{kv} , требуемых к установке в системе электроснабжения промышленного предприятия по условиям питающей энергосистемы, необходимо

решить задачу размещения и выбора типа КУ в сетях промышленного предприятия.

Суммарная мощность КУ обеспечивается возможным использованием располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей Q_{CD} и установкой в сетях батарей конденсаторов напряжением до и выше 1 кВ т. е. соответственно Q_{BH} и Q_{BB} :

$$Q_{KV} = Q_{CD} + Q_{BH} + Q_{BB} . \quad (11.25)$$

Реактивная мощность ϵQ_T , передаваемая со стороны высокого напряжения через цеховые трансформаторы (6...10/0,4...0,6 кВ) по условию баланса мощностей на шинах напряжением до 1 кВ трансформаторов, выражается формулой

$$\epsilon Q_T = Q_{\text{расч}} - Q_{\text{BH}} . \quad (11.26)$$

Величина ϵQ_T определяется номинальной мощностью цеховых трансформаторов $S_{\text{ном.м}}$ при их числе N_m коэффициенте загрузки трансформатора $K_{з.м}$ и расчетной активной нагрузке до 1 кВ $P_{\text{расч.н}}$:

$$\epsilon Q_T = K_{з.м} \sqrt{S_{\text{ном.м}}^2 - P_{\text{расч.н}}^2} . \quad (11.27)$$

при условии $Q_{\text{расч.н}} \leq \epsilon Q_T$

Необходимо определить оптимальное соотношение мощности источников реактивной мощности, устанавливаемых на стороне ниже 1 кВ Q_{BH} и

передачи реактивной мощности ϵQ_T . При этом следует учесть потери на генерацию реактивной мощности источниками напряжением до и выше 1 кВ,

потери на передачу ϵQ_T от сети напряжением выше 1 кВ в сеть напряжени-

ем ниже 1 кВ и, главное, увеличение мощности цеховых трансформаторов при увеличении $\epsilon^{N_T} Q_T$.

Реактивная мощность Q_T , протекающая через один трансформатор цеховой ТП, определяется по условию минимума потерь активной мощности без учета активных сопротивлений кабельных линий сети напряжением 10 кВ для группы из N_T трансформаторов с одинаковой номинальной мощностью:

$$Q_T = \frac{\sum_{и} Q_{расч.и} - Q_{БН} \frac{\sum_{ш} \epsilon}{N_T}}{\epsilon} \quad (11.28)$$

Мощность батареи конденсаторов, устанавливаемых в сети напряжением до 1 кВ, питающейся от конкретного j -го трансформатора, определяется исходя из величины Q_T и реактивной нагрузки приемников электроэнергии этой сети:

$$Q_{БНj} = Q_{расч.j} - Q_T \quad (11.29)$$

По полученному значению $Q_{БНj}$ следует определить стандартное значение мощности конденсаторной установки $Q_{квj}$

Расчеты показывали, что передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ оказывается невыгодной, если это вызывает увеличение числа трансформаторов сверх необходимого числа вследствие большой стоимости комплектных, трансформаторных подстанций.

Мощность компенсирующих устройств в сети напряжением выше 1 кВ определяется по условию баланса реактивной мощности на шинах вторичного напряжения главной понижающей подстанции. Если в системе электроснабжения имеются высоковольтные СД, которые могут быть использованы как ИРМ, то определяется их располагаемая реактивная мощность (см. разд. 9.7), и если их мощность $Q_{сд}$ недостаточна для соблюдения условий баланса, то определяется мощность батарей конденсаторов высокого напряжения:

$$Q_{БВ} = Q_{КВ} - Q_{СД} - Q_{БН} . \quad (11.30)$$

Если цеховые трансформаторы имеют низкий коэффициент загрузки и коэффициент реактивной мощности нагрузки сетей напряжением до 1 кВ не превышает единицы, то предпочтительнее установка батарей конденсаторов в сети напряжением выше 1 кВ вследствие их более низкой удельной стоимости 1 квар, чем у низковольтных конденсаторов.

Точка присоединения БН одной батареи конденсаторов к магистральному шинопроводу ШМА определяется ориентировочно:

$$L_{0-Б} = L_{0-1} + \frac{Ж}{И} \left(1 - \frac{Q_{БН}}{2Q_{\max}} \right) \frac{Ц}{Ш} L_{1-К} , \quad (11.31)$$

где $L_{0-Б}$; L_{0-1} – длины магистрального шинопровода ШМА от начальной точки «О» до точек присоединения «Б» и «1» - первого распределительного ШРА, м;

$L_{1-К}$ – длина распределительной части ШМА от точки «1» до конечной точки магистрального шинопровода «к», м;

Q_{\max} – максимальная реактивная нагрузка ветви «0–1» шинопровода ШМА.

Окончательно конденсаторы устанавливаются в точке присоединения ШРА, ближайшего к расчетной точке «к» в сторону цеховой трансформаторной подстанции.

Регулирование мощности компенсирующих устройств

Задание питающей энергосистемой двух значений входной реактивной мощности, которые могут быть переданы предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок системы, соответственно Q_{s1} и Q_{s2} , (причем $Q_{s2} \approx 0$ практически во всех случаях), предопределяет необходимость регулирования потребления реактивной мощности предприятием в течение суток.

Для регулирования потребления реактивной мощности используется автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин и регулирование батарей конденсаторов.

Регулирование конденсаторами реактивной мощности может вестись только ступенями путем деления батарей на части. Чем больше число таких ступеней, тем совершеннее регулирование, но тем больше затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры. Обычно мощность батарей конденсаторов разделяется на две ступени:

- базовую $Q_{\text{баз}}$ равную реактивной нагрузке предприятия в часы минимума активных нагрузок энергосистемы и включенную постоянно;
- регулируемую $Q_{\text{к.рег}} = Q_{\text{кв}} - Q_{\text{баз}}$ включаемую в часы максимальных активных нагрузок энергосистемы.

Ступенчатое регулирование батарей конденсаторов может производиться как вручную, так и автоматически. Автоматическое регулирование конденсаторных батарей может производиться в функции: напряжения, тока нагрузки, направления реактивной мощности относительно направления активной мощности, по времени суток.

При коммутировании БК возникают перенапряжения и броски тока. Поэтому на напряжении до 1 кВ для коммутации БК обычно применяют контакторы, на напряжении выше 1 кВ - воздушные, элегазовые или вакуумные выключатели. Для устранения переходных процессов при коммутации БК вместо выключателей можно использовать тиристорные ключи, которые позволяют включать конденсаторы в тот момент, когда мгновенное напряжение на конденсаторах равно напряжению сети, и отключать их, когда комплексное значение тока в конденсаторах равно нулю.

ТЕМА 12. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДО 1 кВ
РАСЧЕТ ПОТЕРЬ.

Определение расхода активной электроэнергии объекта электроснабжения

В зависимости от цели расчета расход активной электроэнергии наиболее часто определяется за год, месяц или за смену.

При наличии норм удельного расхода-электроэнергии $\mathcal{E}_{уд}$ на единицу продукции M в натуральном выражении по цехам и предприятию в целом годовой расход электроэнергии может быть определен из выражения

$$\mathcal{E}_z = \mathcal{E}_{уд} \text{ЧМ} \quad (12.1)$$

При отсутствии данных об удельных расходах годовой расход активной электроэнергии для отдельных цехов и предприятий в целом находится из соотношений

$$\mathcal{E}_z = P_{сг} \text{Ч}T_z = K_{и.г.} \text{Ч}P_{ном} \text{Ч}T_z = K_{э.г.} \text{Ч}P_{см} \text{Ч}T_z, \quad (12.2)$$

где $P_{сг}$, $P_{см}$ среднегодовая и среднесменная активная нагрузка;

$K_{э.г.}$ – коэффициенты использования и энергоиспользования за год;

$K_{и.г.} = K_{э.г.} \text{Ч}K_{и.с.}$, $K_{и.с.}$ – коэффициенты использования за смену;

T_z – годовая продолжительность работы силовых приемников.

Для ориентировочных расчетов

$$\mathcal{E}_z = P_{\max} \text{Ч}T_{\max}, \quad (12.3)$$

где P_{\max} – получасовой максимум активной нагрузки;

T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки.

Годовой расход электроэнергии для освещения:

$$\mathcal{E}_{z.o} = P_{\max.o} \text{Ч}T_{\max.o}, \quad (12.4)$$

где $P_{\max.o} = P_{OH}$ – активная осветительная нагрузка;

$T_{\max.o}$ – годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки, значения которого зависят от сменности предприятия и географической широты его расположения и находятся в следующих пределах.

Внутреннее освещение для географических широт от 40° до 60°, ч:

при односменной работе.....150...450

при двухсменной работе.....1750...2300

при трехсменной работе.....	3800...5000
Наружное освещение для всех широт, ч, включаемое: на всю ночь.....	3000...3600
до 24 часов.....	1750...2100

Потери активной электроэнергии на передачу в электрических сетях

Потери активной электроэнергии в элементах электрических сетей обычно определяют с целью использования их в технико-экономических расчетах, а также при определении себестоимости передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям.

Для определения потерь электроэнергии в сетях необходимо знать не только потери мощности в элементах, но и законы изменения токовой нагрузки элемента в расчетный период времени, т.е. графики нагрузки.

Различают нагрузочные активные потери мощности и энергии, обусловленные нагревом проводников при протекании тока нагрузки, и потери холостого хода (постоянные), обусловленные подключением под напряжение проводимостей схемы замещения элемента.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в линиях

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в линиях по средней нагрузке

Если коэффициент формы графика нагрузки близок к единице, т. е. среднеквадратическая нагрузка практически равна средней, то рекомендуется производить расчеты годовых нагрузочных активных потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{э.л.} = n \psi (I_{с.с.})^2 \psi R \psi T_z \quad (12.5)$$

где n – число фаз или полюсов в зависимости от рода тока;

R – активное сопротивление фазы или полюса;

$I_{с.с.}$ – среднегодовая величина тока за год в фазе.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в линиях по времени потерь

В тех случаях, когда по характеру нагрузки можно ожидать, что коэффициент формы графика нагрузки отличается от единицы, или когда заданным является лишь максимум нагрузки, нагрузочные потери при числе фаз $n = 3$ определяются по выражению

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{э.л.}} = 3 \psi (I_{\text{с.з.}})^2 \psi R \psi_{\text{max}} = \frac{(S_{\text{max}})^2}{U_{\text{ном}}} \psi R \psi_{\text{max}}, \quad (12.6)$$

где S_{max} – полная максимальная мощность, передаваемая по линии;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии;

τ_{max} – годовое время максимальных потерь, определяемое из выражения

$$\tau_{\text{max}} = \frac{\text{Ж}}{\text{И}} 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \frac{\psi^2}{\psi} 48760, \text{ ч.} \quad (12.7)$$

Годовое время максимальных потерь – это условное время, в течение которого в элементе сети, работающем с максимальной нагрузкой S_{max} (или T_{max}), проявляются такие же потери активной энергии, как и при работе по действительному графику полной (токовой) нагрузки за год.

Применение (12.6) с использованием (12.7) дает достаточно точные результаты при $T_{\text{max}} > 3000$ ч и $\cos \varphi = 0,6 \dots 0,95$. Такие пределы этих величин чаще всего встречаются на практике.

Потери активной электроэнергии в трансформаторах

Потери активной электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе с номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}$, работающем круглый год, определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{э.л.}} = \Delta P_{\text{х.х}} 48760 + \Delta P_{\text{к.з}} \frac{\text{Ж}}{\text{И}} \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.т}}} \frac{\psi^2}{\psi} \psi_{\text{max}}, \quad (12.8)$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ – потери мощности холостого хода;

$\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери мощности короткого замыкания трансформатора.

Если на подстанции установлены два одинаковых трансформатора с номинальной мощностью $S_{ном.т}$ каждый, суммарная максимальная нагрузка подстанции $S_{ном.тв}$ и она распределена поровну между трансформаторами, то

$$\Delta \mathcal{E}_{г.л.} = 2 \mathcal{C} \Delta P_{x.x} \cdot 48760 + \frac{1}{2} \Delta P_{к.з} \cdot \mathcal{C}_3 \frac{S_{макс}}{S_{ном.т}} \cdot \mathcal{C}_4^2 \cdot \mathcal{C}_r \cdot \mathcal{C}_{max}^2. \quad (12.9)$$

Если требуется определить потери электроэнергии в трансформаторе за какой-либо другой учетный период (не за год), тогда потери активной электроэнергии за учетный период в одном двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_m = T_e \cdot \mathcal{C} \Delta P_{x.x} + \Delta P_{к.з} \cdot \mathcal{C}_3 \frac{S_c}{S_{ном.т}} \cdot \mathcal{C}_4^2 \cdot \mathcal{C}_{p.в.} \cdot \mathcal{C}_r. \quad (12.10)$$

где S_c – средняя нагрузка трансформатора за учетный период;

T_e – число часов присоединения (включения) трансформатора к электросети;

$T_{p.в.}$ – число часов работы трансформатора за учетный период.

Параметры электрических сетей и их нормальных режимов

Электрические параметры сети

При анализе работы сети следует различать параметры элементов сети и параметры ее рабочего режима. Параметрами элементов сети являются: сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети иногда можно отнести также э.д.с. и задающие токи и мощности нагрузок. К параметрам рабочего режима относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, полной, активной и реактивной мощностей электропередачи, а так же значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений и токов и несинусоидальность изменения напряжений и токов в течение периода основной частоты.

Характеристика симметричных синусоидальных рабочих режимов

В общем случае режимы являются несимметричными и несинусоидальными. Симметричный синусоидальный режим является частным случа-

ем. Фактически он является режимом прямой последовательности основной частоты. Если степень несимметрии и несинусоидальности (см. гл. 19) относительно невелика, то для определения параметров режима сети достаточно знать параметры режима прямой последовательности основной частоты.

Симметричные синусоидальные режимы работы трехфазных сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима (модулей токов, напряжений, мощностей) отдельных фаз и синусоидальной формой кривых токов и напряжений. Значение полной мощности S' для трехфазной цепи в этих условиях определяется комплексным числом

$$S' = \sqrt{3} \psi U' \psi I = P + jQ \quad (12.11)$$

где I – комплексное значение тока в соответствующей ветви сети;

U' – комплексное значение линейного напряжения в рассматриваемом узле сети;

P и Q – активная и реактивная мощности.

Необходимо также отметить, что в расчетах обычно используются фазные токи, линейные напряжения и трехфазные мощности.

Схема замещения сети

Схема замещения сети составляется для количественного определения свойств электрической сети и для выполнения расчетов ее режимов. На ней указываются все параметры, определяющие электрическое состояние сети. Схемы замещения состояются из схем замещения отдельных ее элементов. Схемы замещения могут отличаться от принципиальных схем соединения этих элементов.

Каждый элемент представляется несколькими параметрами, отражающими определенное физическое явление. При расчете симметричных режимов схема замещения составляется на одну фазу трехфазной сети, общей является нейтраль цепи.

Потери активной мощности отражаются активными сопротивлениями и проводимостями. Потери реактивной мощности отражаются реактивными

сопротивлениями и проводимостями. Генерация реактивной мощности отражается отрицательными реактивными, т. е. емкостными сопротивлениями и проводимостями.

Если сети состоят из участков разных напряжений, рассматриваемых вместе, то в схему замещения вносится элемент трансформации, который отражает изменение напряжений и токов. Значения полкой мощности при этом не меняются (потери мощности в трансформаторах отражаются другими элементами схемы).

Расчет параметров схемы замещения линий, трансформаторов и других элементов электрической сети рассматривалась студентами в читаемых ранее или параллельно дисциплинах «Электрические системы и сети», «Пакеты прикладных», поэтому здесь не рассматривается. Ниже кратко приведем только упрощенный расчет параметров режима.

Упрощенный метод расчета параметров режима

При расчете распределительных сетей допускается ряд упрощений, позволяющих во многих случаях с достаточной для практических целей точностью получить необходимые результаты более простыми средствами.

Векторная диаграмма фазных напряжений и токов для схемы замещения элемента, изображенного на рис. 30, представлена на рис. 31.

Диаграмма токов соответствует формуле $I_{nk} = I_k + I$, а диаграмма напряжений $U_{fn} = U_{fk} + U_{fnk}$. Вектор напряжения U_{fk} узла k совмещен с осью действительных величин (отрезок 0a), вектор «ас» представляет комплексную величину падения напряжения U_{fnk} в сопротивлении ветви Z_{nk} и вектор «0с» - напряжение U_{fn} узла n.

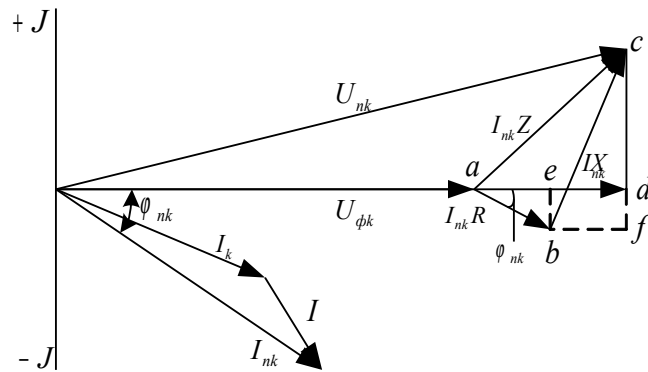


Рис. 31. Векторная диаграмма фазных напряжений и токов для схемы замещения элемента

Так как вектор напряжения в узле k совмещен с осью действительных величин, имеет место следующее равенство:

$$\overset{g}{U}_{\phi k} = U_{\phi k} \cdot \quad (12.13)$$

Комплексные выражения сопротивления, мощности и тока можно выразить через действительные и мнимые составляющие:

$$\begin{aligned} Z_{nk} &= R_{nk} + jX_{nk}; \\ S_{nkK} &= P_{nkK} + jQ_{nkK}; \\ I_{nk} &= I_{nk} \cos \varphi_{nk} + jI_{nk} \sin \varphi_{nk}, \end{aligned} \quad (12.14)$$

где R_{nk} , jX_{nk} – активное и реактивное сопротивления ветви n – k;

P_{nkK} , jQ_{nkK} – активная и реактивная мощности, поступающие из ветви n – k в узел k;

I_{nk} – модуль полного тока ветви;

φ_{nk} – фазовый угол полного тока ветви.

Тогда напряжение узла n можно выразить через действительную и мнимую составляющие:

$$U_{\phi k} = U_{\phi k} + U_{\phi nk} = U_{\phi k} + I_{nk} Z_{nk} = U_{\phi k} + \Delta U_{\phi nk} + j\Delta U'_{\phi nk}, \quad (12.15)$$

где $U_{\phi nk}$ – вектор падений напряжения;

$\Delta U_{\phi nk} = I_{nk} (R_{nk} \cos \varphi_{nk} + X_{nk} \sin \varphi_{nk})$ – действительная (продольная) составляющая падения напряжения;

$\Delta U_{\text{фнк}} = I_{\text{нк}} (X_{\text{нк}} \cos \varphi_{\text{нк}} - R_{\text{нк}} \sin \varphi_{\text{нк}})$ – мнимая (поперечная) составляющая падения напряжения.

Составляющие падения напряжения могут быть получены из определения длин катетов треугольника «adc».

Подобным же образом составляющие падения линейного напряжения $U_{\text{нк}}$ могут быть выражены через составляющие мощности $S_{\text{нкК}}$:

$$\Delta U_{\text{нк}} = (P_{\text{нкК}} R_{\text{нк}} + Q_{\text{нкК}} X_{\text{нк}}) / U_{\text{к}} ; \quad (12.16)$$

$$\Delta U_{\text{нк}} = (P_{\text{нкК}} X_{\text{нк}} - Q_{\text{нкК}} R_{\text{нк}}) / U_{\text{к}} . \quad (12.17)$$

Треугольник падения напряжения «adc» на рис. 12.10 для ясности значительно увеличен по сравнению с его действительными размерами. Обычно падение напряжения в ветви не превышает 10% величины напряжения в узле, то есть поперечная составляющая напряжения «cd» относительно мала и величина модуля напряжения мало отличается от величины продольной составляющей этого напряжения (катет Od).

При расчете распределительных сетей пренебрегают величиной поперечной составляющей и падение напряжения (векторную разность напряжений начала и конца ветви) представляют потерями напряжения (разностью модулей). Кроме того, реальное напряжение в узле заменяют номинальным напряжением.

ТЕМА 13. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Трёхфазные сети до 1000В, в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) могут работать с глухозаземлённой или изолированной нейтралью, а сети 6-35 кВ с изолированной нейтралью. Изолированная нейтраль (рис.)

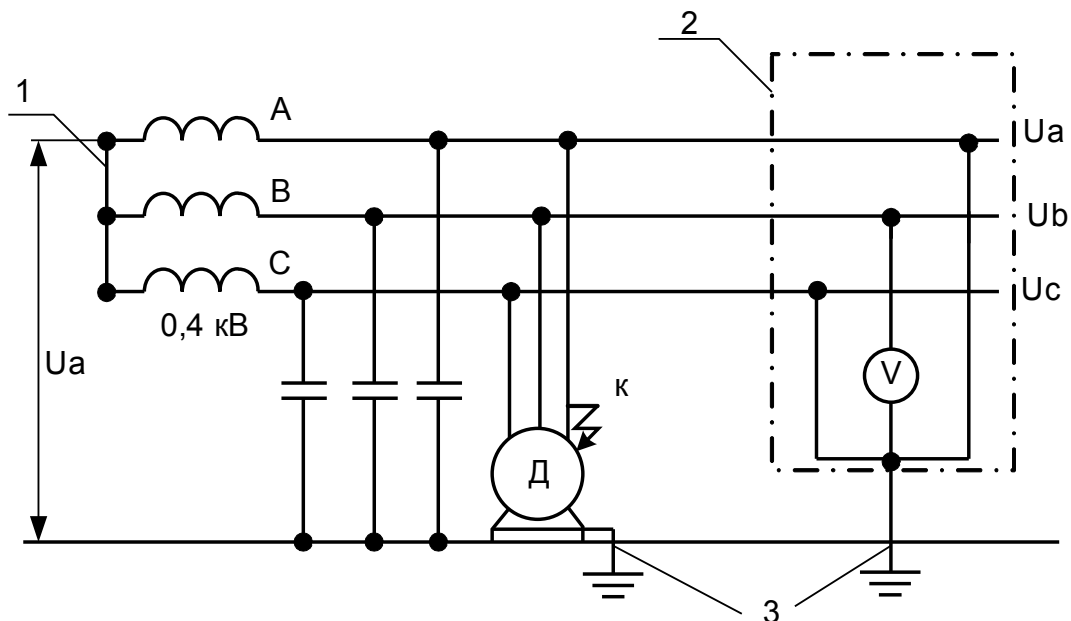


Рис. 32. Принципиальная схема трех-проводной сети напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью трансформатора:

1 - вторичная обмотка трансформатора; 2 - схема контроля изоляции; 3 - заземление

Изолированная нейтраль - нулевая точка, изолированная от земли или присоединённая к заземляющему устройству через большое сопротивление. Если система симметрична, то сопротивления изоляции относительно земли равны: $Z_1 = Z_2 = Z_3$ и потенциал нулевой точки равен нулю. Если сопротивление одной из фаз (например 1) уменьшится по сравнению с двумя другими, то симметрия нарушится. Напряжение фазы 1 относительно земли уменьшится, а напряжение фаз 2 и 3 увеличится. В результате возникает смещение нейтрали, и нулевая точка окажется под некоторым напряжением относительно земли. Заземлённая нейтраль (рис.)

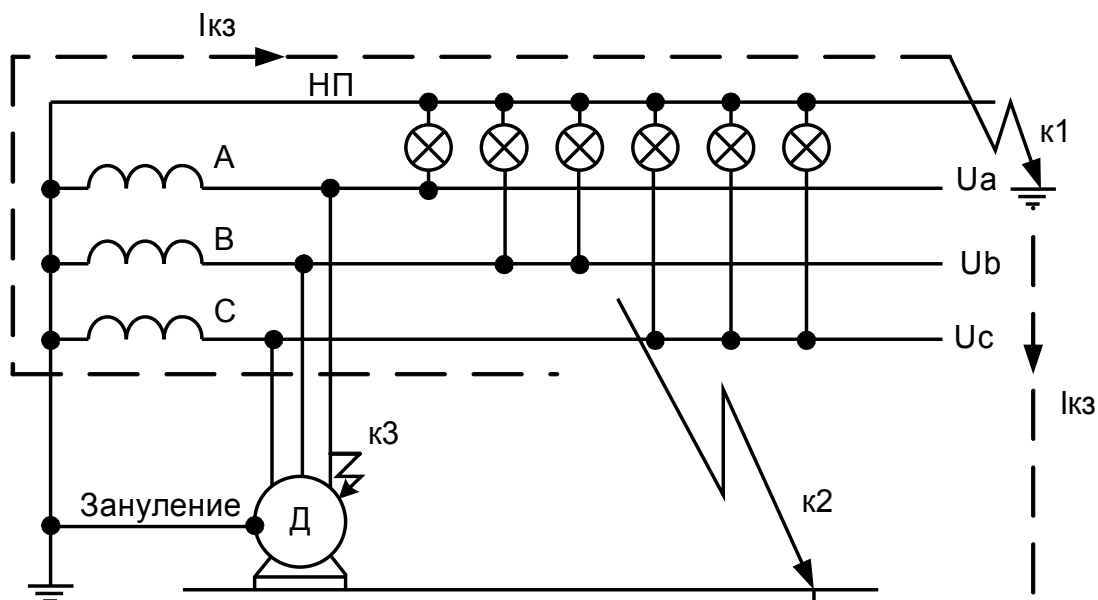


Рис. 33. Схема четырехпроводной сети напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформатора и занулением оборудования

Глухозаземлённая нейтраль - нейтраль, присоединённая к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление. Компенсированная нейтраль (рис.33)

В сетях с изолированной нейтралью, фазы и проводники в нормальном состоянии связаны с землёй через сопротивление изоляции, которое представляет собой параллельно включённые активное и ёмкостное сопротивления. С увеличением протяжённости сети существенно возрастает значение ёмкостной составляющей. В сетях выше 1000В она становится преобладающей. Для уменьшения ёмкостной составляющей тока замыкания или тока через тело человека, между нейтралью сети и землёй включают индуктивность, что приводит к появлению индуктивной составляющей тока, направленной противоположно ёмкостной.

Степень опасности таких сетей, без учёта переходного процесса, обусловлена в основном режимом настройки компенсирующего устройства и параметрами изоляции электрической сети. Если учесть параметры переходного процесса в момент касания человеком одной из фаз, то преимуществ компенсированных сетей практически нет.

Выбор режима нейтрали в установках напряжением выше 1 кВ производится при учете следующих факторов: экономических, возможности перехода однофазного замыкания в междуфазное, влияние на отключающую способность выключателей, возможности повреждения оборудования током замыкания на землю, релейной защиты и др.

В электрических сетях России приняты следующие режимы работы нейтрали:

- изолированная нейтраль (небольшие емкостные токи замыкания на землю; напряжения 6-5-35 кВ и 0,4 кВ);
- компенсированная нейтраль (определенные превышения значений емкостных токов; напряжения 6+35 кВ);
- эффективно (глухо) заземленная нейтраль (большие токи замыкания на землю; напряжения > 110 кВ; 0,4 кВ);
- высокоомное и низкоомное заземление нейтрали (напряжения 6, 10 кВ).

Таблица 23

Характеристика режима изолированной нейтрали

Достоинства	Недостатки
1	2
1. Возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента.	1. Высокая вероятность возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ.
Продолжение табл. 23	
1	2
2. Не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали. 3. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ. 4. Безопасность длительного воздействия перенапряжений, возникающих в переходных	2. Высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений до $3,5\text{иф}_{\text{тах}}$ при дуговых замыканиях. 3. Значительное (в несколько раз) увеличение действующего значения тока в месте повреждения при дуговых перемежающихся ОЗЗ за счет свободных составляющих

<p>режимах 033, для элементов с нормальной изоляцией.</p> <p>5. Простое (в большинстве случаев) решение проблемы защиты и селективной сигнализации устойчивых 033.</p>	<p>переходного процесса.</p> <p>4. Возможность существенных повреждений электрических машин током в месте повреждения, прежде всего, при дуговых перемежающихся 033.</p> <p>5. Возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети и повреждений ТН.</p> <p>6. Высокая степень опасности для человека и животных, находящихся вблизи места 033.</p> <p>7. Ограничения по величине I_{c1} на развитие сети.</p> <p>8. Высокая степень помех по ЛЭП при дуговых 033.</p>
--	---

Таблица 24

Характеристика режима резонансного заземления нейтрали (компенсированная нейтраль)

Достоинства	Недостатки
1	2
<p>1. Возможность работы сети с 033 до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента.</p> <p>2. Уменьшение тока в месте повреждения (при резонансной настройке ДГР остаточный ток содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники).</p> <p>3. Значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока 033.</p>	<p>1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали через ДГР и устройства для автоматического управления настройкой компенсации.</p> <p>2. Трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации 033.</p> <p>3. Возможность возникновения прерывистых дуговых 033, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5 U_{\phi \max}$</p>
Продолжение табл.24	
1	2
<p>4. Высокая вероятность (с учетом пп. 2 и 3) самогашения дуги и самоликвидации большей части 033 (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения).</p> <p>5. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся 033.</p>	<p>4. Увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых 033 и максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах до $(2,6-3) U_{\phi \max}$ при расстройках компенсации.</p> <p>5. Возможность (с учетом пп. 3 и 4) вторичных пробоев в точках сети с</p>

<p>6. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений $2,5U_{ном}$ при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых 033).</p> <p>7. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах 033 для элементов с нормальной изоляцией.</p> <p>8. Исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети.</p> <p>9. Уменьшение влияния дуговых 033 на линии связи.</p>	<p>ослабленной изоляцией.</p> <p>6. Невозможность скомпенсировать (без использования специальных устройств) в месте повреждения активную составляющую и высшие гармоники.</p> <p>7. Увеличение (с учетом п. 6) остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети $I_{c\Sigma}$.</p> <p>8. Ограничения (с учетом п. 7) на развитие сети.</p>
--	--

Таблица 25

Характеристики режима высокоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства	Недостатки
1	2
<p>1. Возможность работы сети с 033 до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения).</p> <p>2. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части 033 (при ограниченных значениях тока 033 в месте повреждения).</p> <p>3. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся 033.</p>	<p>1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор.</p> <p>2. Увеличение тока в месте повреждения.</p> <p>3. Возможность возникновения прерывистых дуговых 033, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5U_{Фном}$.</p>
Продолжение табл. 25	
1	2
<p>4. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений $2,5 U_{Фном}$ при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых 033).</p> <p>5. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных</p>	<p>4. Возможность (с учетом п. 3) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией.</p> <p>5. Ограничения на развитие сети по величине I_{c1}.</p> <p>6. Утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной</p>

режимах 033 для элементов с нормальной изоляцией.	нейтралью или с компенсацией емкостного тока 033.
6. Практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети.	7. Большая мощность заземляющего резистора (десятки киловатт) и проблемы с обеспечением его термической стойкости при устойчивых 033.
7. Простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых 033.	

Показатели качества электроэнергии (ПКЭ)

ГОСТ 13109-97 "Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения" устанавливает показатели и нормы качества электроэнергии (табл. 26)

Таблица 26

Показатели качества электроэнергии

Показатели качества		Нормы качества электроэнергии	
		Нормально допустимые	Предельно допустимые
1	2	3	4
1	Установившееся отклонение напряжения, δU_y	5%	10%
2	Размах изменения напряжения, δU_t		Согл. кривым 1,2 рис1
3	Доза фликера (мерцания – субъективное восприятие человеком колебаний, P - кратковременная, P_S - длительная, P_L)	Светового потока, вызванных колебаниями напряжения сети)	ГОСТ 13109-99
4	Коэф. искажения синусоидальности кривой напряжения, K_U		ГОСТ 13109-99
5	Коэф. n-ой гармонической составляющей напряжений, $K_{U(n)}$		ГОСТ 13109-99
Продолжение табл. 26			
1	2	3	4
6	Коэф. не симметрии напряжения по обратной последовательности, K_{2U}	2	4
7	Коэф. не симметрии напряжения по нулевой последовательности, K_{0U}	2	4
8	Отклонение частоты, Δf	0,2 Гц	0,4 Гц
9	Длительность провала напряжения, Δt_n		30 сек

10	Импульсное напряжение, U_{imp}	
11	Коэф. временного перенапряжения, $K_{перU}$	определяется по приложениям ГОСТ

Фликер - субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети. Доза Фликера - мера восприимчивости человека к воздействию Фликера за установленный период времени (измеряется Фликерметром или по специальной интегральной методике).

Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников

Отклонения ПКЭ от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам как в промышленности, так и в бытовом секторе, обуславливают технологический и электромагнитный ущерб.

От электрических сетей систем электроснабжения общего назначения питаются ЭП различного назначения.

Наиболее характерными типами ЭП, широко применяющимися на предприятиях различных отраслей промышленности, являются электродвигатели и установки электрического освещения. Значительное распространение находят электротермические установки, а также вентильные преобразователи.

Электродвигатели применяют в приводах различных производственных механизмов. В установках, не требующих регулирования частоты вращения в процессе работы, применяют асинхронные и синхронные электродвигатели.

Установлена наиболее экономичная область применения асинхронных и синхронных электродвигателей в зависимости от напряжения. При напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применять асинхронные двигатели, а свыше 100 кВт – синхронные, при напряжении до 6 кВ и мощности до 300 кВт – асинхронные двигатели, а выше 300 кВт – синхронные, при

напряжении 10 кВ и мощности до 400 кВт – асинхронные двигатели, выше 400 кВт – синхронные.

Синхронные двигатели имеют ряд преимуществ по сравнению с асинхронными двигателями: обычно используются в качестве источников реактивной мощности, их вращающий момент меньше зависит от напряжения на зажимах, во многих случаях они имеют более высокий КПД. В то же время синхронные двигатели являются более дорогими и сложными в изготовлении и эксплуатации.

Установки электрического освещения с лампами накаливания, люминесцентными, дуговыми, ртутными, натриевыми, ксеноновыми применяют на всех предприятиях для внутреннего и наружного освещения.

Электросварочные установки переменного тока дуговой и контактной сварки представляют собой однофазную неравномерную и несинусоидальную нагрузку с низким коэффициентом мощности: 0,3 для дуговой сварки и 0,7 для контактной.

Вентильные преобразователи в силу специфики их регулирования являются потребителями реактивной мощности (коэффициент мощности вентильных преобразователей колеблется от 0,3 до 0,8), что вызывает значительные отклонения напряжения в питающей сети; коэффициент несинусоидальности при работе тиристорных преобразователей может достигать значения более 30 % на стороне 10 кВ питающего их напряжения, на симметрию напряжения в силу симметричности их нагрузок вентильные преобразователи не влияют.

Электросварочные установки могут являться причиной нарушения нормальных условий работы для других ЭП. В частности, сварочные агрегаты, мощность которых достигает 1500 кВт в единице, вызывают значительно большие колебания напряжения в электрических сетях, чем, например, пуск асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Кроме того, эти колебания напряжения происходят длительно и с широким диапазоном частот, в

том числе и в самом неприятном для установок электрического освещения диапазоне (порядка 10 Гц).

Электротермические установки. Неблагоприятное влияние на питающую сеть оказывают, например, дуговые печи, которые могут иметь мощность до 10 МВт, сооружаются как однофазные. Это приводит к нарушению симметрии токов и напряжений. Кроме того, дуговые печи, как и вентильные установки, являются нелинейными ЭП с малой инерционностью. Поэтому они приводят к несинусоидальности токов, а, следовательно, и напряжений.

Современная электрическая нагрузка квартиры (коттеджа) характеризуется широким спектром бытовых ЭП, которые по их назначению и влиянию на электрическую сеть можно разделить на следующие группы: пассивные потребители активной мощности (лампы накаливания, нагревательные элементы утюгов, плит, обогревателей); ЭП с асинхронными двигателями, работающими в трехфазном режиме (привод лифтов, насосов – в системе водоснабжения и отопления и др.); ЭП с асинхронными двигателями, работающими в одно фазном режиме (привод компрессоров холодильников, стиральных машин и др.); ЭП с коллекторными двигателями (привод пылесосов, электродвигателей и др.); сварочные агрегаты переменного и постоянного тока (для ремонтных работ в мастерской и др.); выпрямительные устройства (для зарядки аккумуляторов и др.); радиоэлектронная аппаратура (телевизоры, компьютерная техника и др.); высокочастотные установки (печи СВЧ и др.); лампы люминесцентного освещения.

Воздействие каждого отдельно взятого бытового ЭП незначительно, совокупность же ЭП, подключаемых к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, оказывает существенное влияние на питающую сеть.

Влияние отклонений напряжения

Вращающий момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения на его выводах. При снижении напряжения уменьшается вращающий момент и частота вращения ротора двигателя, так как увеличивается его скольжение.

Для двигателей, работающих с полной нагрузкой, понижение напряжения приводит к уменьшению частоты вращения. Если производительность механизмов зависит от частоты вращения двигателя, то на выводах таких двигателей рекомендуется поддерживать напряжение не ниже номинального. При значительном снижении напряжения на выводах двигателей, работающих с полной нагрузкой, момент сопротивления механизма может превысить вращающий момент, что приведет к «опрокидыванию» двигателя, т. е. к его остановке.

Снижение напряжения ухудшает и условия пуска двигателя, так как при этом уменьшается его пусковой момент.

В случае снижения напряжения на зажимах двигателя реактивная мощность намагничивания уменьшается (на 2–3 % при снижении напряжения на 1 %), при той же потребляемой мощности увеличивается ток двигателя (можно считать, что при $\delta U = -10\%$, ток двигателя возрастет на 10 % от что вызывает перегрев изоляции).

Если двигатель длительно работает при пониженном напряжении, то из-за ускоренного износа изоляции срок службы двигателя уменьшается.

В табл. 27. приведены характеристики АД и допустимые значения отклонения напряжения.

Таблица 27

Характеристики АД и допустимые значения отклонения напряжения

Характеристики АД	$\delta U, \%$	
	$-10\% U_{ном}$	$+10\% U_{ном}$
1	2	3
1. Пусковой и максимальный вращающий момент	-19 +23	+21 -17
Продолжение табл. 27		
1	2	3
2. Скольжение		
3. КПД:	-2	+1
при номинальной нагрузке	-2	+1
75 % от номинальной нагрузки	-(1...2)	(1...2)
50 % от номинальной нагрузки	+14	-11

4. Ток ротора	+10	-7
5. Ток статора		

Синхронные двигатели (СД). Влияние изменения напряжения на СД во многом аналогично описанному выше для АД. Основные отличия состоят в том, что частота вращения не зависит от напряжения. Ток возбуждения для машинного возбудителя не зависит от напряжения сети, а при возбуждении от выпрямительной установки – пропорционален напряжению.

С изменением напряжения сети изменяется реактивная мощность СД, что имеет важное значение, если СД используется для компенсации реактивной мощности в СЭС. Характер изменения реактивной мощности, зависящей от режима тепловой нагрузки СД, при отклонении напряжения сети определяется рядом конструктивных параметров и показателей режима работы СД.

Машины постоянного тока. Изменение амплитудных значений напряжения оказывает заметное влияние на работу электрических машин постоянного тока. При этом существенное значение имеют система возбуждения машины и степень насыщения магнитных цепей. Частота вращения для двигателей постоянного тока с независимым возбуждением меняется прямо пропорционально изменению напряжения сети. Напряжение между пластинами коллектора, а следовательно, и его износ также зависит от напряжения сети.

Для ламп накаливания при снижении напряжения наиболее заметно падает световой поток, при повышении напряжения сверх номинального значения растет световой поток, световая отдача, но при этом существенно сокращается срок службы лампы и растет потребляемая мощность.

Люминесцентные лампы менее чувствительны к отклонениям напряжения. При повышении напряжения потребляемая мощность и световой поток увеличиваются, а при снижении – уменьшаются, но не в такой степени как у ламп накаливания. При пониженном напряжении условия зажигания люминесцентных ламп ухудшаются, поэтому срок их службы, определяемый распылением оксидного покрытия электродов, сокращается как при отрицательных, так и при положительных отклонениях напряжения

При отклонениях напряжения $\delta U = \pm 10 \%$ срок службы люминесцентных ламп в среднем снижается на 20–25 %. Существенным недостатком люминесцентных ламп является потребление ими реактивной мощности, которая растет с увеличением подводимого к ним напряжения.

Отклонения напряжения отрицательно влияют на качество работы и срок службы бытовой электронной техники (радиоприемники, телевизоры, телефонно-телеграфная связь, компьютерная техника).

Вентильные преобразователи обычно имеют систему автоматического регулирования постоянного тока путем фазового управления. При повышении напряжения в сети угол регулирования автоматически увеличивается, а при понижении напряжения уменьшается. Повышение напряжения на 1 % приводит к увеличению потребления реактивной мощности преобразователем примерно на 1–1,4 %, что приводит к ухудшению коэффициента Мощности, В то же время другие показатели вентильных преобразователей с повышением напряжения улучшаются, и поэтому выгодно повышать напряжение на их выводах в пределах допустимых значений.

Электрические печи чувствительны к отклонениям напряжения. Понижение напряжения электродуговых печей, например, на 7 % приводит к удлинению процесса плавки стали в 1,5 раза. Повышение напряжения выше номинального значения приводит к перерасходу электроэнергии.

Отклонения напряжения отрицательно влияют на работу электросварочных машин: например, для машин точечной сварки при $\delta U = \pm 10 \%$ получается 100 %-ный брак продукции.

Отклонения напряжения в сети оказывают значительное влияние на работу конденсаторных установок, используемых для компенсации реактивной мощности.

В часы малых нагрузок имеют место наиболее высокие уровни напряжения в сети, которые могут представлять опасность для электросетевого оборудования, в том числе самих конденсаторов. В свою очередь, повышенные уровни напряжения способствуют увеличению отдаваемой в сеть реак-

тивной мощности и еще большему увеличению уровня напряжения; и наоборот, в часы максимальных нагрузок имеет место повышенное потребление реактивной мощности и пониженные уровни напряжения. Это приводит к снижению реальной мощности конденсаторов, повышенному потреблению реактивной мощности из сети, росту потерь напряжения в ней и дальнейшему ухудшению качества ЭЭ.

Чрезмерно высокие отклонения напряжения могут представлять опасность с точки зрения электрического пробоя главной изоляции аппаратов напряжением выше 1 кВ.

Влияние колебаний напряжения

К числу ЭП, чувствительных к колебаниям напряжения относятся осветительные приборы, особенно лампы накаливания и электронная техника.

Стандартом определяется воздействие колебаний напряжения осветительных установок, влияющие на зрение человека. Мигание источников освещения (фликер-эффект) вызывает неприятный психологический эффект, утомление зрения и организма в целом. Это ведет к снижению производительности труда, а в ряде случаев и к травматизму. Наиболее сильное воздействие на глаз человека оказывают мигания с частотой 3–10 Гц, поэтому допустимые колебания напряжения в этом диапазоне минимальны – менее 0,5 %.

При одинаковых колебаниях напряжения отрицательное влияние ламп накаливания проявляется в значительно большей мере, чем газоразрядных ламп. Колебания напряжения более 10 % могут привести к погасанию газоразрядных ламп.

Колебания напряжения нарушают нормальную работу и уменьшают срок службы электронной аппаратуры: радиоприемников, телевизоров, телефонно-телеграфной связи, компьютерной техники, рентгеновских установок, радиостанций, телевизионных станций и т. д.

При значительных колебаниях напряжения (более 15 %) могут быть нарушены условия нормальной работы электродвигателей, возможно отпада-

ние контактов магнитных пускателей с соответствующим отключением работающих двигателей.

Колебания напряжения с размахом 10–15 % могут привести к выходу из строя батарей конденсаторов, а также вентильных преобразователей.

Влияние несимметрии напряжений

Вследствие несимметричных токов нагрузки, протекающих по элементам системы электроснабжения, на выводах ЭП появляется несимметричная система напряжений. Отклонения напряжения у ЭП перегруженной фазы могут превысить нормально допустимые значения, в то время как отклонения напряжения у ЭП других фаз будут находиться в нормируемых пределах. Кроме ухудшения режима напряжения у ЭП при несимметричном режиме, существенно ухудшаются условия работы как самих ЭП, так и всех элементов сети, снижается надежность работы электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

При несимметрии напряжений сети в синхронных машинах наряду с возникновением дополнительных потерь активной мощности и нагревом статора и ротора могут возникнуть опасные вибрации, которые при недостаточной прочности и наличии дефектов сварных соединений могут оказаться опасными. При несимметрии токов, не превышающей 30 %, опасные перенапряжения в элементах конструкций, как правило, не возникают.

Токи нулевой последовательности протекают постоянно через заземлители. При этом дополнительно высушивается и увеличивается сопротивление заземляющих устройств. Это может быть недопустимым с точки зрения работы релейной защиты, а также из-за усиления воздействия на низкочастотные установки связи и устройства железнодорожной блокировки.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, что делает невозможным полное использование установленной конденсаторной мощности. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае усиливают уже существующую несимметрию, так как выдача реактивной мощности в сеть в фазе с наи-

меньшим напряжением будет меньше, чем в остальных фазах (пропорционально квадрату напряжения на конденсаторной установке).

Несимметрия напряжений значительно влияет и на однофазные ЭП, если фазные напряжения неравны, то, например, лампы накаливания, подключенные к фазе с более высоким напряжением, имеют больший световой поток, но значительно меньший срок службы по сравнению с лампами, подключенными к фазе с меньшим напряжением. Несимметрия напряжений усложняет работу релейной защиты, ведет к ошибкам при работе счетчиков электроэнергии и т. д.

Влияние несинусоидальности напряжения

ЭП с нелинейными вольтамперными характеристиками потребляют из сети несинусоидальные токи при подведении к их зажимам синусоидального напряжения. Токи высших гармоник, проходя по элементам сети, создают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов и, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажениям формы кривой напряжения в узлах электрической сети.

Наиболее серьезные нарушения КЭ в электрической сети имеют место при работе мощных управляемых вентильных преобразователей.

В зависимости от схемы выпрямления вентильные преобразователи генерируют в сеть следующие гармоники тока: при 6-фазной схеме – до 19-го порядка; при 12-фазной схеме – до 25-го порядка включительно.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в сетях с электродуговыми сталеплавильными и руднотермическими печами определяется в основном 2, 3, 4, 5, 7-й гармониками.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения установок дуговой и контактной сварки определяется в основном 5, 7, 11, 13-й гармониками.

Токи 3-й и 5-й гармоник газоразрядных ламп составляют 10 и 3 % от тока 1-й гармоники. Эти токи совпадают по фазе в соответствующих линейных проводах сети и, складываясь в нулевом проводе сети 380/220 В, обу-

словливают ток в нем, почти равный току в фазном проводе. Остальными гармониками для газоразрядных ламп можно пренебречь.

Исследования кривой тока намагничивания трансформаторов, включенных в сеть синусоидального напряжения, показали, что при трехстерженном сердечнике и соединениях обмоток λ/λ и Δ/λ в электрической сети имеются все нечетные гармоники.

Если на вводы трансформаторов подается несинусоидальное напряжение, возникают дополнительные составляющие высших гармоник тока.

Высшие гармоники тока и напряжения вызывают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения: в линиях электропередачи, трансформаторах, электрических машинах, статических конденсаторах, так как сопротивления этих элементов зависят от частоты.

Высшие гармоники вызывают:

- ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей;
- ухудшение коэффициента мощности ЭП;
- ухудшение или нарушение работы устройств автоматики, телемеханики, компьютерной техники и других устройств с элементами электроники;
- погрешности измерений индукционных счетчиков электроэнергии, которые приводят к неполному учету потребляемой электроэнергии;
- нарушение работы самих вентильных преобразователей при высоком уровне высших гармонических составляющих.

Влияние отклонения частоты

Жесткие требования стандарта к отклонениям частоты питающего напряжения обусловлены значительным влиянием частоты на режимы работы электрооборудования и ход технологических процессов производства.

Анализ работы предприятий с непрерывным циклом производства показал, что большинство основных технологических линий оборудовано механизмами с постоянным и вентиляторным моментами сопротивлений, а их

приводами служат асинхронные двигатели. Частота вращения роторов двигателей пропорциональна изменению частоты сети, а производительность технологических линий зависит от частоты вращения двигателя.

Наиболее чувствительны к понижению частоты двигателя собственных нужд электростанций. Снижение частоты приводит к уменьшению их производительности, что сопровождается снижением располагаемой мощности генераторов и дальнейшим дефицитом активной мощности и снижением частоты (имеет место лавина частоты).

Такие ЭП, как лампы накаливания, печи сопротивления, дуговые электрические печи на изменение частоты практически не реагируют.

Кроме этого, пониженная частота в электрической сети влияет на срок службы оборудования, содержащего элементы со сталью (электродвигатели, трансформаторы, реакторы со стальным магнитопроводом), за счет увеличения тока намагничивания в таких аппаратах и дополнительного нагрева стальных сердечников.

Влияние электромагнитных помех

Применение электронных и микроэлектронных систем управления, микропроцессоров и ЭВМ привело к снижению уровня помехоустойчивости систем управления ЭП и резкому возрастанию количества их отказов. Основной причиной отказов является воздействие электромагнитных переходных помех, возникающих при электромагнитных переходных процессах как в сетях энергосистем, так и в городских, и промышленных электрических сетях.

Характеристикой электромагнитных переходных помех являются провалы и импульсы напряжения, кратковременные перенапряжения. Для этих ПКЭ стандарт не устанавливает допустимых численных значений, однако, рассматривает эти помехи в рамках проблемы электромагнитной совместимости.

При значениях всех ПКЭ по напряжению, отличных от нормируемых, происходит ускоренное старение изоляции электрооборудования, в результате возрастает интенсивность потоков отказов с течением времени.

Улучшение качества электроэнергии в системах электроснабжения

Принципиально существует три возможности улучшения показателей КЭ и обеспечения электромагнитной совместимости потребителей и электро-системы:

- уменьшение сопротивлений элементов системы электроснабжения;
- изменение напряжений симметричных составляющих;
- ограничение токов симметричных составляющих основной и высших гармонических частот в местах их возникновения.

Первая возможность заключается в использовании сдвоенных реакторов, установок продольной компенсации реактивной мощности, быстродействующих токоограничивающих устройств. Эти методы позволяют осуществить параметрическую стабилизацию режима напряжений, но не устраняют несимметрию и несинусоидальность токов и вызванные ими последствия (перегрузка обмоток вращающихся машин токами обратной последовательности, конденсаторных батарей токами высших гармоник, потери мощности и пр.).

Вторая возможность – создание симметричной системы напряжений на зажимах многофазного ЭП, подключенного к несимметричной системе. Ее реализация, как правило, сопряжена со значительными затратами и ограничивается индивидуальными ЭП. При этом несимметрия входных токов и напряжений не устраняется. Такой путь может быть использован, например, при разработке устройств питания трехфазных потребителей от системы два провода – земля, рельс, труба от однофазной сети; для симметрирования напряжений сети, подключенной к неполнофазной линии электропередач; для стабилизации напряжения. При реализации этого способа из-за фильтров симметричных составляющих возникают большие потери энергии, обусловленные активными элементами фильтра.

Третья возможность состоит в ограничении нагрузочных токов симметричных составляющих до допустимых значений с помощью поперечно вклю-

чаемых компенсирующих устройств. Принципиальное отличие этого метода от двух предыдущих заключается в том, что его использование устраняет причину возникновения несимметрии (токи), а не ее следствие (напряжение).

Радикальным средством улучшения КЭ является применение компенсации реактивной мощности (КРМ), которая напрямую связана с режимом напряжения.

ТЕМА 14. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Общие сведения

Коротким замыканием называется непосредственное соединение между любыми точками разных фаз, фазы и нулевого провода и нулевого провода или фазы с землей, не предусмотренное нормальными условиями работы установки. Ниже перечислены основные виды коротких замыканий в электрических системах.

1.Трехфазное КЗ, при котором все три фазы замыкаются между собой в одной точке (рис. 1, а). Точка трехфазного КЗ обозначается $K^{(3)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к трехфазному КЗ, обозначаются $I^{(3)}$, $U^{(3)}$, $S^{(3)}$ и т.д.

2.Двухфазное КЗ, при котором происходит замыкание двух фаз между собой (рис. 1, б). Точка двухфазного КЗ обозначается $K^{(2)}$.

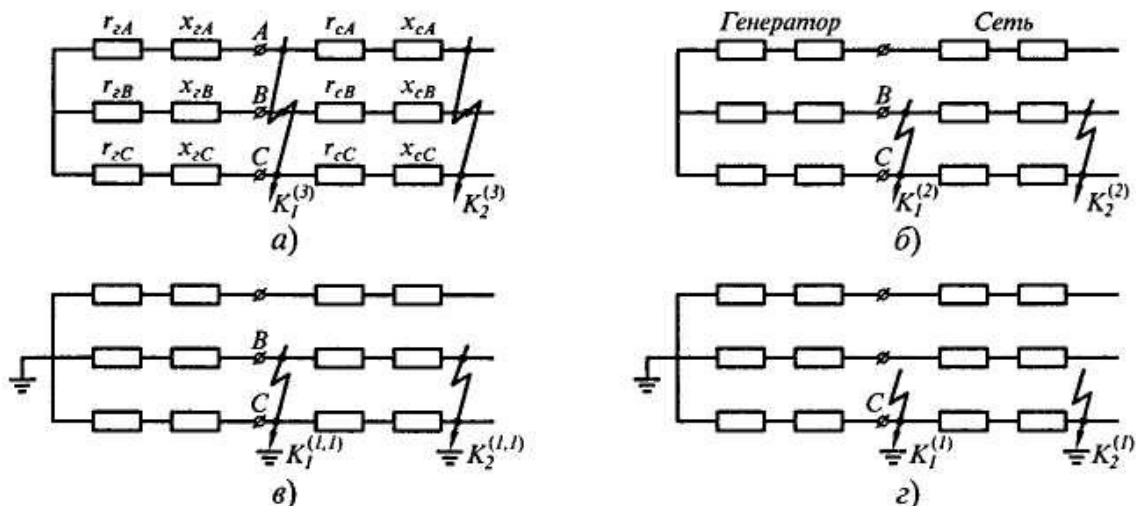


Рис. 34. Виды коротких замыканий

Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к двухфазному КЗ, обозначаются $I^{(2)}$, $U^{(2)}$, $S^{(2)}$ и т.д.

3. Двухфазное КЗ на землю (рис. 1, в), при котором замыкание двух фаз между собой сопровождается замыканием точки повреждения на землю (в системах с заземленными нейтралью). Точка двухфазного КЗ на землю обозначается $K^{(1.1)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к двухфазному КЗ на землю, обозначаются $I^{(1.1)}$, $U^{(1.1)}$, $S^{(1.1)}$ и т.д.

4. Однофазное КЗ, при котором происходит замыкание одной из фаз на нулевой провод или на землю (рис. 1, г). Точка однофазного КЗ обозначается $K^{(1)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к однофазному КЗ, обозначаются $I^{(1)}$, $U^{(1)}$, $S^{(1)}$ и т.д.

Встречаются и другие виды КЗ, связанных с обрывом проводов и одновременными замыканиями проводов различных фаз. Различают КЗ на зажимах генераторов и КЗ в сети, отделенной от генератора сопротивлением сети.

Трехфазное КЗ является симметричным, поскольку при нем все три фазы оказываются в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку фазы не остаются в одинаковых условиях, а системы токов и напряжений получают искаженными.

Наиболее часто встречаются однофазные замыкания. На их долю приходится до 65% от общего числа КЗ. Трехфазные КЗ возникают сравнительно редко - в 5% от общего числа КЗ.

Причины возникновения и последствия коротких замыканий

В большинстве случаев причиной возникновения КЗ в системе является нарушение изоляции электрического оборудования вследствие износа изоляции, не выявленного своевременно при профилактических испытаниях, или из-за перенапряжений. КЗ могут быть вызваны ошибочными действиями

обслуживающего персонала, механическими повреждениями кабельных линий, схлестыванием, и набросом или перекрытием птицами проводов воздушных линий.

При возникновении КЗ общее сопротивление цепи системы электропитания уменьшается, вследствие чего токи в ветвях систем резко увеличиваются, а напряжения на отдельных участках системы снижаются.

Элементы электрических систем обладают активными, индуктивными сопротивлениями и емкостными проводимостями. Поэтому при внезапном нарушении режима работы вследствие КЗ электрическая система представляет собой колебательный контур. Токи в ветвях и напряжения в узлах будут изменяться в течение некоторого времени после возникновения КЗ в соответствии с параметрами этого контура. За время КЗ с момента его возникновения до момента отключения поврежденного участка в цепи протекает переходный процесс с большими мгновенными токами, вызывающими электродинамическое воздействие на электрооборудование. При длительном, более 0,01 с, КЗ токи оказывают термическое действие, которое может привести к значительному повышению температуры нагревания электрооборудования.

Назначение расчетов токов КЗ

Вычисление токов КЗ производится для определения условий работы потребителей при аварийных режимах; выбора электрических аппаратов, шин, изоляторов, силовых кабелей; проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики; проектирования защитных заземлений; подбора характеристик разрядников для защиты от перенапряжений.

При расчете токов КЗ принимают, что источниками питания места КЗ являются: синхронные генераторы, синхронные компенсаторы и двигатели, асинхронные двигатели в начальный период времени.

В современных электрических системах точный расчет токов КЗ с учетом всех условий очень сложен и практически невозможен. С другой стороны, требуемая точность расчетов зависит от его назначения. Например, для выбора электрических аппаратов производят приближенное определение то-

ков КЗ, так как интервалы между значениями параметров, характеризующих различные типы аппаратов, велики. Для выбора и настройки устройств релейной защиты и автоматики точность расчетов должна быть выше.

Порядок расчета токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания ведется в следующей последовательности:

1). Составляется полная схема рассматриваемого участка сети с указанием длин линий, материала и сечения проводов, данных трансформаторов и реакторов.

2). Для каждого элемента – линия, трансформатор, реактор – определяются его активное и индуктивное сопротивления.

3). Определяются сопротивления системы шин, питающих рассматриваемую сеть. Проверяется возможность считать питающую систему системой бесконечной мощности.

4). Намечаются точки короткого замыкания и расчетные режимы, исходя из требований РЗиА и проверки оборудования.

5). Определяются суммарное активное и индуктивное сопротивление участка сети между шинами питающей подстанции и местом КЗ.

6). Определяется ток в месте КЗ.

7). Определяются действительные токи, проходящие через оборудования.

Принимаемые допущения при расчете токов КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывается емкостная проводимость линий;
- не учитывается ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитывается влияние активных сопротивлений на ток КЗ;

- электродвижущие силы всех источников питания, значительно удаленных от места КЗ ($X_{\text{расч}} > 3$), считают неизменными;

- приближенно учитывать затухание апериодической составляющей, если исходная схема имеет несколько контуров;

активное сопротивление цепи КЗ учитывают только тогда, когда оно больше одной трети индуктивного сопротивления той же цепи.

Допускается при расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ:

- использовать упрощенные методы расчета, если их погрешность не превышает 10%;

- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к точке КЗ и индивидуально учитывать только АД и СД непосредственно примыкающие к точке КЗ.

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- не учитывать влияние СД и АД если их суммарный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока КЗ;

Существенно влияющие факторы при расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ:

- активное сопротивление дуги в месте КЗ;

- активное сопротивление проводников, переходных контактов;

- увеличение активного сопротивления в следствии увеличения температуры в месте действия тока КЗ;

- влияние АД, СД и комплексной нагрузки, а также автономных генераторов на ток КЗ.

Переходный процесс при коротком замыкании в простейшей трехфазной цепи

Под понятием система неограниченной мощности понимают такой источник, у которого напряжение на его шинах практически остается постоянным при любых аномальных режимах в сети (сбросы и набросы нагрузок,

перегрузки и короткие замыкания). Для такого источника принимается, что суммарная мощность источников в системе $S_{\text{ном}} = \infty$, $X_{\text{сист}} = 0$ и $R_{\text{сист}} = 0$.

Конечно, в действительности любая электрическая система имеет определенную конечную величину мощности. Однако присоединенные к системе электрические сети часто потребляют настолько малую мощность и обладают настолько большим внутренним сопротивлением по сравнению с огромной мощностью и незначительным сопротивлением системы, что при коротких замыканиях в таких сетях напряжение на шинах такой системы практически не изменяется. Поэтому при расчетах токов КЗ напряжение источников принимается неизменным.

Расчет переходного процесса при наличии источника бесконечной мощности значительно упрощается. При коротком замыкании на шинах генератора, или в сети вблизи генератора следует учитывать действие автоматического регулятора возбуждения. В результате вид кривой тока КЗ с течением времени вблизи генератора и в сети с питанием от источника бесконечной мощности будет существенно различаться:

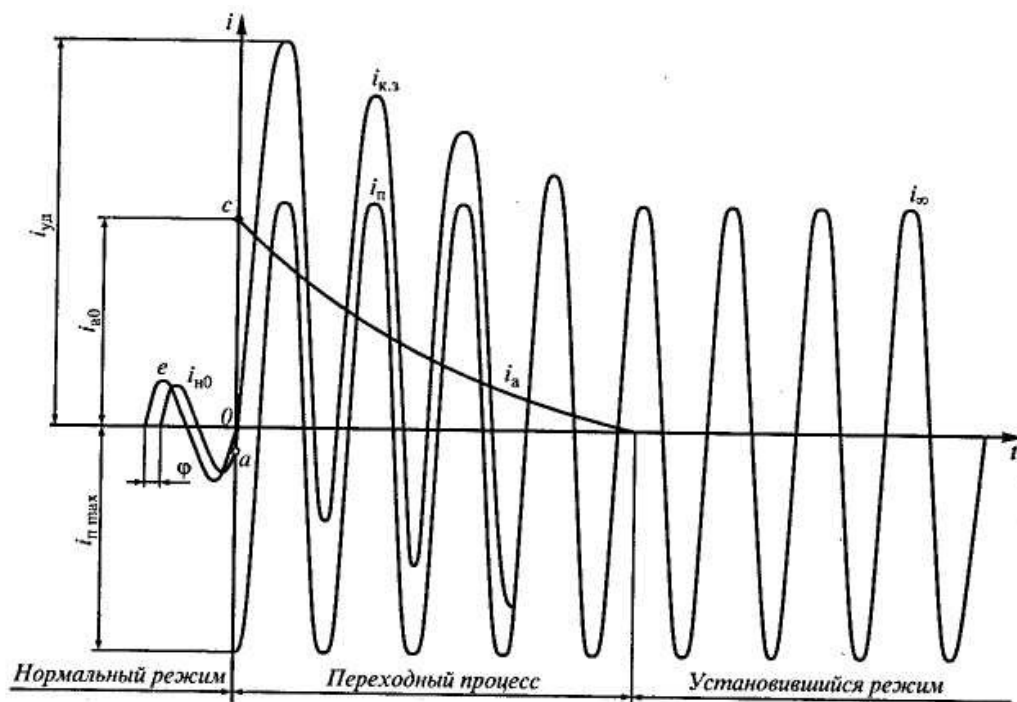


Рис. 35. Кривые изменения полного тока и его составляющих при КЗ в удаленных точках от системы неограниченной мощности

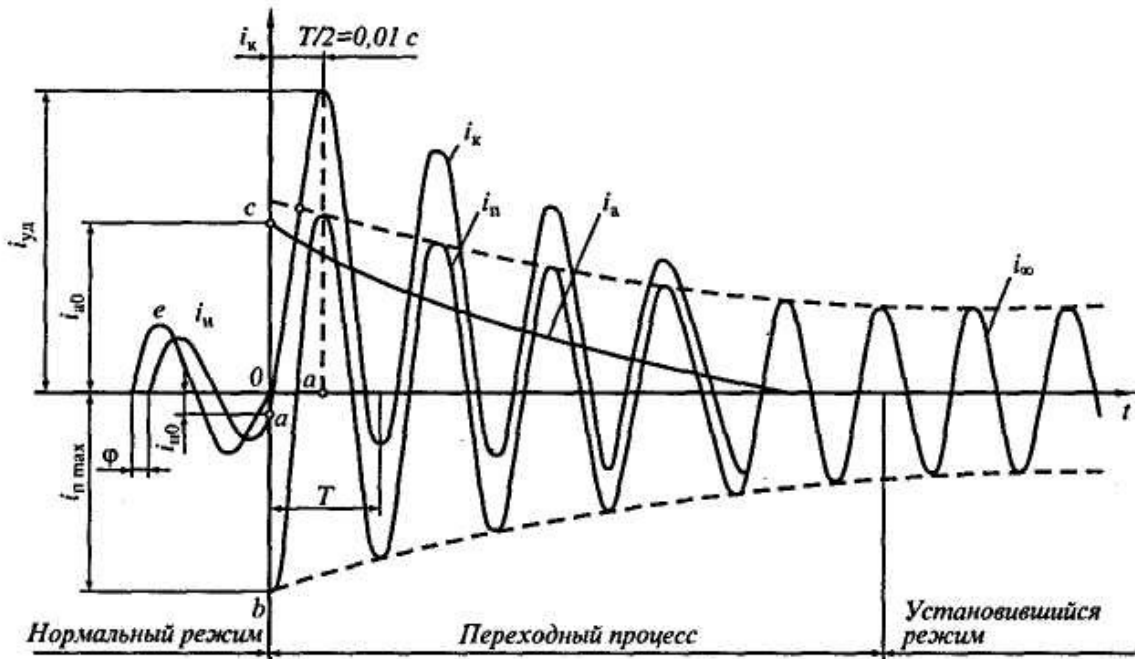


Рис. 36. Кривая изменения полного тока и его составляющих одной из фаз генератора без АРВ при внезапном КЗ на его зажимах (периодическая составляющая тока больше установившегося тока короткого замыкания)

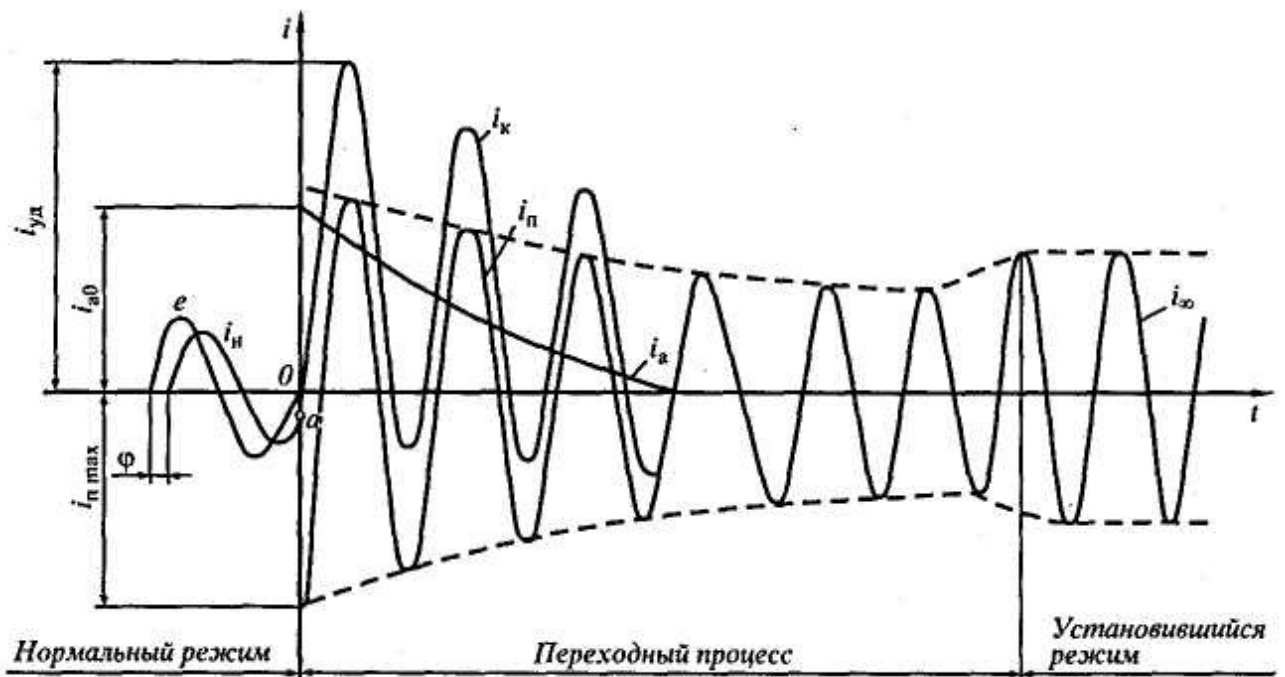


Рис. 37. Кривые изменения полного тока и его составляющих одной из фаз генератора с АРВ при внезапном КЗ на его зажимах (использование АРВ приводит к увеличению тока возбуждения и ЭДС источника. В начальный момент времени АРВ практически не влияет на ток КЗ. в связи с тем, что

АРВ проявляется через несколько периодов после возникновения КЗ, то начальные значения тока КЗ и максимальный ударный ток будут такими же, как и при отсутствии АРВ.

Основные соотношения между токами при трехфазном КЗ

Связь между значением ударного тока $i_y^{(3)}$ и начальным действующим значением периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}^{(3)}$ устанавливается из следующих соотношений:

Апериодическая составляющая затухает по экспоненциальному закону:

$$i_{a,t} = i_{a,0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (14.1)$$

где $i_{a,0}$ - максимальное значение апериодической составляющей; T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{314 \cdot R_\Sigma} \quad (14.2)$$

Максимальное значение апериодической составляющей:

$$i_{a,0} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (14.3)$$

Ударный ток КЗ соответствующий времени $t \approx 0.01$ с (через пол периода возникновения тока КЗ):

$$i_{уд} = i_{a0} + I_{0,max} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (14.4)$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (14.5)$$

Таблица 28

Ударные коэффициенты в зависимости от места КЗ

Место КЗ	k_y
Выводы явнополюсного генератора с успокоительной обмоткой	1,93
Выводы ТТ	1,91
В цепи без учета активного сопротивления	1,8
На стороне до 1 кВ трансформаторов, кВ А:	1,4
1600; 2500	1,3
630; 1000	1,2
100; 250; 400	1,0

Следовательно, ударный коэффициент k_y учитывает соотношение между активным и реактивным сопротивлениями цепи КЗ, т. е. расстояние места КЗ от генератора. Значения ударного коэффициента в зависимости от места КЗ приведены в табл.

При питании от источника бесконечной мощности э.д.с. его неизменна и периодическая слагающая тока КЗ будет неизменна:

$$I_{n0}^{(3)} = I_{\Gamma}^{(3)} \quad (14.6)$$

Система относительных единиц

При расчете токов КЗ все входящие в расчет величины можно выражать в именованных единицах (кВ-А, А, В, Ом) или относительных единицах (долях и процентах принятой базисной величины).

Расчет в относительных единицах начинается с определения базисной мощности и напряжения. В качестве независимых базисных величин обычно выбирают базисную мощность S_b и базисное напряжение U_b .

Базисная мощность- эта мощность, величина которой принимается за единицу. Величина базисной мощности выбирается в каждом конкретном случае исходя из соображений возможного сокращения вычислительной работы. Для базисной мощности целесообразно принимать значения 100,1000 МВА и т. д. или полную номинальную мощность одного из источников питания (системы, электростанции или питающего трансформатора).

Базисное напряжение рекомендуется принимать равным его среднему номинальному значению на каждой ступени напряжения. При расчетах не принимают во внимание действительные коэффициенты трансформации трансформаторов; они заменяются отношениями средних номинальных напряжений. При этом пересчет относительных сопротивлений по напряжению не производится.

Шкала средних номинальных напряжений: 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23 кВ.

Базисный ток определяется по формуле

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (14.7)$$

Таблица 29

Элемент системы	Именованные единицы	Относительные единицы
1	2	3
Генератор, двигатель	$X = X_{d\check{\gamma}} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$X = X_{d\check{\gamma}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Энергосистема	$X = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}$	$X = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}}$
Трансформатор ($U_{нн} > 1$ кВ)	$X = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$X = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Трансформатор $U_{нн}$ до 1 кВ	$Z = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$Z = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Продолжение табл. 29		
1	2	3
Реактор	$X = X_p \cdot \frac{U_{ном}^2}{U_{ср}^2}$	$X = X_p \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$
ЛЭП	$X = x_{уд} \cdot \mathcal{L}$	$X = x_{уд} \cdot \mathcal{L} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ср}}$
Нагрузка	$X = X_{*нагр} \cdot \frac{U_{ср}^2}{S_{нагр}}$	$X = X_{*нагр} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нагр}}$

$U_{ср}$ - среднее номинальное напряжение ступени

Выбор расчетных точек КЗ производится на основе анализа схемы электроснабжения с целью нахождения наиболее неблагоприятных условий повреждений, определяющих выбор аппаратов и проводников.

Как правило, расчетными точками являются выводы высшего напряжения понижающих трансформаторов, участки между выводами низшего напряжения трансформаторов и реакторами, сборные шины распределительных устройств, выводы выключателей отходящих линий, а также выводы электроприемных устройств.

Расчетная точка трехфазного КЗ в сети напряжением 6... 10 кВ - на шинах вторичного напряжения ГПП или ПГВ.

Расчетная точка трехфазного КЗ напряжением до 1 кВ - непосредственно за автоматическим выключателем трансформатора.

При наличии в схеме трансформаторов при составлении расчетной схемы замещения необходимо привести параметры элементов и э.д.с. различных ступеней трансформации к основной (базисной) ступени. Расчеты упрощаются, если за базисную принята ступень, для которой рассчитывается ток КЗ.

Для отдельных элементов схемы принимаются следующие значения индуктивных сопротивлений:

для синхронных генераторов $X_{d\check{y}}$ выражается в отн. ед.; оно представляет собой сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси полюсов. Для турбогенераторов $X_{d\check{y}_t} = 0,125$, для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой $X_{d\check{y}} = 0,2$;

для синхронных и асинхронных двигателей $X_{d\check{y}} = 0,2$;

для воздушных линий напряжением выше 1 кВ удельное реактивное сопротивление можно принимать равным $x_{y\varnothing} = 0,4$ Ом/км;

для кабельных линий напряжением 6... 10 кВ удельное реактивное сопротивление $x_{y\varnothing} = 0,08$ Ом/км;

для реакторов сопротивление $x_{\text{реак}}$ приводится в процентах к номинальным параметрам и переводится в относительные или именованные единицы;

Основные способы, применяемые для упрощения схемы:

1. Замена параллельно, последовательно или смешанно включенных сопротивлений одним эквивалентным. Преобразование треугольника в эквивалентную звезду или наоборот.

2. Замена двух или нескольких источников питания одним эквивалентным, например объединение двух различных электростанций.

Такая замена возможна лишь в тех случаях, когда источники питания находятся приблизительно в одинаковых условиях по отношению к месту КЗ.

Следует помнить, что при $\frac{Z_{\Sigma} S_2}{S_1} = 0.05 \dots 1$ пренебрегать источниками

питания не следует, так как ошибка в расчетах может оказаться значительной.

При объединении источников питания малой мощности и большой мощности следует увеличивать точность расчета, так как ошибка округления может оказаться значительной, или рассчитывать подпитывающие токи от указанных ветвей отдельно их отдельно.

Расчет токов КЗ в сетях и установках напряжением 6...10 кВ с учетом электродвигателей

В системах электроснабжения на напряжениях 6 или 10 кВ имеются синхронные и асинхронные двигатели с номинальными напряжениями 6 и 10 кВ. Это двигатели насосных и компрессорных станций, двигатели-генераторы и др. При расчете токов КЗ ОКИ подпитки от двигателей могут быть значительными. Двигатели, подключенные в непосредственной близости от места КЗ, являются источниками питания тока КЗ. Это преобразование двигателей в генераторы происходит, во-первых, вследствие уменьшения напряжения в месте КЗ и на зажимах двигателей, во-вторых, вследствие сохранения инерции вращения ротора первые периоды существования режима КЗ.

При расчете токов КЗ в сетях и установках напряжением выше 1 кВ следует, как правило, учитывать те двигатели, которые связаны с местом КЗ непосредственно или через кабельные линии, или через линейные реакторы, или через один двухобмоточный трансформатор.

Расчет ударного тока КЗ, генерируемого синхронными и асинхронными двигателями напряжением выше 1 кВ

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного и асинхронного электродвигателя

$$i_{y.\partial} = k_{y.\partial} \sqrt{2} I_{\text{П0Д}}, \quad (14.7)$$

где $k_{y.\partial} = 1 + e^{-t/T_a} = 1 + e^{-0.01/T_a}$.

Если внешнее сопротивление не учитывается, то значения $k_{y.\partial}$ для синхронных и асинхронных двигателей берутся из таблиц, приведенных ниже.

Таблица 30

Значения ударных коэффициентов асинхронных двигателей при КЗ на их выводах

Параметр	Для асинхронных двигателей серий					
	А	АО	ДАЗО	АТМ	ВДД, ДВДА	ДАМСО
$k_{y.\partial}$	1,56	1,49	1,50	1,67	1,66	1,55

Таблица 31

Значения ударных коэффициентов СД при КЗ на их выводах

Тип СД	Номинальная мощность СД, МВт						
	1	2	4	6	8	10	12
СДН, ВДС,	1,82	1,84	1,87	1,89	1,9	1,91	1,91
СТД	1,83	1,87	1,91	1,92	1,925	1,93	1,94
СТМ							

Периодическая и аperiodическая составляющие в точке КЗ определяются суммированием периодических и аperiodических составляющих токов всех источников радиальной схемы – двигателей и системы, т. е. периодическая составляющая в точке КЗ в любой момент времени

$$I_{\text{е } t}^{(3)} = I_{\text{пт}}^{(3)} + \text{е } I_{\text{п.ди}}. \quad (14.8)$$

Ударный ток в точке КЗ вычисляют суммированием ударных токов системы и двигателей:

$$I_{y.\text{е}}^{(3)} = i_{y.c}^{(3)} + \text{е } i_{y.\partial} = \sqrt{2} k_{y.c} (I_{\text{П0}}^{(3)}) + \text{е } k_{y.\partial} \sqrt{2} I_{\text{П0Д}}. \quad (14.9)$$

Расчет токов трехфазного КЗ в сетях до 1 кВ

При расчетах токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ необходимо учитывать:

активные и индуктивные сопротивления проводов, кабелей и шин (длиной 10... 15 м и более); токовых катушек расцепителей автоматических выключателей; первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока; переходных контактов аппаратов;

активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

переходные сопротивления в месте КЗ.

Расчетная точка трехфазного КЗ в установках напряжением до 1 кВ - непосредственно за автоматическим выключателем трансформатора.

Расчет параметров цепи и токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ ведется в именованных единицах.

Сопротивления в сети напряжением до 1 кВ удобно рассчитывать в мОм.

Если мощность КЗ на стороне ВН трансформатора $S_{к.сист} \leq 25S_{ном}$, то периодическая составляющая тока КЗ будет неизменной. В большинстве случаев это соотношение выполняется. Если нет, то величина сопротивления системы находится по значению мощности КЗ на выводах обмотки ВН понижающего трансформатора

Суммарные сопротивления цепи трехфазного КЗ за автоматическим выключателем трансформатора определяют следующим образом:

$$Z_e^{(3)} = \sqrt{\left(R_e^{(3)}\right)^2 + \left(X_e^{(3)}\right)^2} \quad (14.10)$$

$$R_e^{(3)} = R_{ТШ} + R_a + R_K + R_{ТГ} + R_{...} ; \quad (14.11)$$

Если требуется определить ток КЗ в какой-либо другой точке сети напряжением до 1 кВ, то в суммарное сопротивление следует включить сопротивление кабелей и шинопроводов до данной точки КЗ.

Таблица 32

Ориентировочные значения сопротивлений катушек расцепителей максимального тока автоматических выключателей напряжением до 1 кВ

Номинальный ток	100	140	200	400	600
-----------------	-----	-----	-----	-----	-----

расцепителя, А					
X_B мОм	0,86	0,55	0,28	0,10	0,094
R_{II} (при 65 °С), мОм	1,8	0,74	0,36	0,15	0,12

Таблица 33

Ориентировочные значения активных переходных сопротивлений контактов R_K аппаратов, мОм

Номинальный ток аппарата, А	50	100	200	400	600	1000	1600
Автомат	1,3	0,75	0,6	0,4	0,25	–	–
Рубильник	-	0,5	0,4	0,2	0,15	0,08	–
Разъединитель	-	-	-	0,2	0,15	0,08	0,02

Таблица 34

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (класса точности 1)

Коэффициент трансформации ТТ	100/5	150/5	200/5	300/5	400/5	500/5
$X_{T.T}$, мОм	2,7	1,2	0,67	0,3	0,17	0,07
$R_{T.T}$, мОм	1,7	0,75	0,42	0,2	0,17	0,05

Действующее значение периодической слагающей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных асинхронных двигателей:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}Z_e^{(3)}} \quad (14.12)$$

Для проверки правильности выполнения расчетов периодической составляющей тока трехфазного КЗ в нжеследующей табл. приведены значения $I_K^{(3)}$ при трехфазном КЗ непосредственно за аппаратом напряжением 0,38 кВ трансформатора КТП и при трехфазном КЗ на расстоянии 50 м от КТП в кабельной линии с различными сечениями алюминиевых жил.

Токи трехфазного КЗ $I_K^{(3)}$ (кА) в цепях напряжением 0,38 кВ при КЗ за трансформатором (длина кабеля 0 м) и на расстоянии 50 м

Номинальная мощность трансформатора, кВ А	Длина кабеля			
	0 м	50 м		
		Площадь сечения алюминиевой жилы кабеля		
		150 мм ²	95 мм ²	50 мм ²
400	9,8	7,3	6,7	5
630	15	10	8,2	5,6
1000	22,5	12	9,3	6
1600	34,3	14,8	11	7
2500	48	15,5	11,5	7,1

Сопротивления токопровода (шин) от трансформатора к автоматическому выключателю: ориентировочно $R_m=0,5$ мОм; $X_{ш} = 2,25$ мОм.

Расчет токов однофазного КЗ в сетях и установках напряжением до 1 кВ

Расчетная точка однофазного КЗ напряжением до 1 кВ – конечная точка шинпровода, защищаемого данным выключателем, поскольку для выбора уставок тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя на головном участке шинпровода необходимо определить наименьший возможный в данной сети ток однофазного КЗ.

Порядок расчета:

1. Составить схему замещения цепи однофазного КЗ, в которую входят сопротивления следующих элементов: фазного провода, переходного сопротивления в месте КЗ, сопротивления обратного (или четвертого) провода с подключенными параллельно ему заземляющими проводниками и сопротивления растекания заземления нейтрали питающего трансформатора.

2. Определить активные и реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов: $R_1, X_1, R_2, X_2, R_0, X_0$

3. Определить сопротивления элементов и цепи при однофазном КЗ в конечной точке шинпровода.

Ориентировочные сопротивления элементов при однофазном КЗ приведены ниже.

Таблица 36

Сопротивления элементов при однофазном КЗ

Элемент	Активное сопротивление	Реактивное сопротивление
Трансформатор, Y/Y_H	$R_T^{(1)} = (12...18)R_{1T}$	$X_T^{(1)} = (7...8)X_{1T}$
Трансформатор, Δ/Y_H	$R_T^{(1)} = 3R_{1T}$	$X_T^{(1)} = 3X_{1T}$
Четырехжильные кабели	$R_K^{(1)} \approx 3R_{1K}$	$X_K^{(1)} \approx 4,5X_{1K}$
Шины	$R_{III}^{(1)} \approx 3R_{1III}$	$X_{III}^{(1)} \approx 4X_{1III}$
Шинопроводы ШМА	$R_{ШМА}^{(1)} \approx 3R_{1ШМА}$	$X_{ШМА}^{(1)} \approx 4X_{1ШМА}$
Автоматические выключатели	$R_a^{(1)} \approx 3R_{1a}$	$X_a^{(1)} \approx 4X_{1a}$
Контакты	$R_K^{(1)} \approx 3R_{1K}$	-

В расчетах рекомендуется использовать известные значения сопротивления элементов току однофазного КЗ, которые приводятся в справочных данных.

Суммарные активные и реактивные сопротивления цепи однофазного КЗ в конечной точке шинопровода:

$$R_e^{(1)} = R_{III}^{(1)} + R_a^{(1)} + R_K^{(1)} + R_{ШМА}^{(1)} + R_{TT}^{(1)} \quad (14.13)$$

$$X_e^{(1)} = X_{III}^{(1)} + X_a^{(1)} + X_K^{(1)} + X_{ШМА}^{(1)} + X_{TT}^{(1)}. \quad (14.14)$$

4. В сетях с глухозаземленной нейтралью (в частности, в сетях напряжением 380/220 В) ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{ср.ном}}{Z_n + \frac{1}{3} \psi Z_m^{(1)}}, \quad (14.15)$$

где Z_n - полное однофазное сопротивление без учета сопротивления трансформатора;

$Z_m^{(1)}$ - полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ.

В результате возникновения короткого замыкания часто возникает электрическая дуга, которая имеет преимущественно активное сопротивление, поэтому в расчетные формулы металлического короткого замыкания,

рассмотренные выше, следует включать активное сопротивление дуги, которое можно приближенно определить по итерационной формуле:

$$R_{\delta} = \frac{47}{I_{\delta}^{0,28}} - 15 \quad (14.16)$$

где I_{δ} - расчетное значения тока дугового КЗ (первоначально берется значение тока металлического КЗ).

ТЕМА 15. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ приняты следующие обозначения:

- система TN - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

- система TN-C - система TN, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении;

- система TN-S - система TN, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении;

- система TN-C-S - система TN, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания;

- система IT - система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены;

- система TT - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

Первая буква - состояние нейтрали источника питания относительно земли:

T - заземленная нейтраль;

I - изолированная нейтраль.

Вторая-буква - состояние открытых проводящих частей относительно земли:

T - открытые проводящие части заземлены, независимо от отношения к земле нейтрали источника питания или какой-либо точки питающей сети;

N - открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания.

Последующие (после N) буквы - совмещение в одном проводнике или разделение функций нулевого рабочего и нулевого защитного проводников:

S - нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники разделены;

C - функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (PEN-проводник);

N - $\hat{\uparrow}$ - нулевой рабочий (нейтральный) проводник;

PE - $\hat{\uparrow}$ - защитный проводник (заземляющий проводник, нулевой защитный проводник, защитный проводник системы уравнивания потенциалов);

PEN - \checkmark - совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводники.

Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью - трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети - отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Заземлением какой либо части электроустановки или другой установки называют преднамеренное гальваническое соединение этой части с заземляющим устройством.

Защитным заземлением называют заземление частей электроустановки с целью обеспечения электробезопасности. Защитное заземление применяют в сетях напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной, компенсированной и заземленной нейтралью.

Заземляющим устройством называют совокупность заземлителей и заземляющих проводников.

Заземлителем называют проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющий проводник – проводник соединяющий заземленные части с заземлителем.

По виду исполнения заземление может быть стационарное и переносное.

В зависимости от места размещения заземлителя относительно заземляемого оборудования различают два типа заземляющих устройств:

- выносное – характеризующееся тем, что заземлитель его вынесен за пределы площадки на котором размещено заземляемое оборудование, или сосредоточен на части этой площадки.

- контурное – характеризуется тем, что его одиночные заземлители размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

Требования безопасности от поражения электрическим током рассмотрены в ГОСТ Р 50571.3-94 (МЭК 364-4-41-92) и «ПУЭ предусматривают защиту от прямого и косвенного прикосновения.

В качестве мер защиты применяю заземление и устройство выравнивания потенциалов. Для оборудования также предусматривают защиту от перенапряжений.

Выравнивание потенциалов - снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть

$$R \leq 250/I,$$

но не более 10 Ом, где I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

- 1) в сетях без компенсации емкостных токов - ток замыкания на землю;
- 2) в сетях с компенсацией емкостных токов:

для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты, - ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, – ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью

Сопротивление заземляющего устройства, используемого для защитного заземления открытых проводящих частей, в системе IT должно соответствовать условию:

$$R \leq U_{np}/I, \quad (15.1)$$

где R - сопротивление заземляющего устройства, Ом;

U_{np} - напряжение прикосновения, значение которого принимается равным 50 В;

I - полный ток замыкания на землю, А.

Как правило, не требуется принимать значение сопротивления заземляющего устройства менее 4 Ом. Допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдено приведенное выше условие, а мощность генераторов или трансформаторов не превышает 100 кВ·А, в том числе суммарная мощность генераторов или трансформаторов, работающих параллельно.

Пример расчета заземляющего устройства

Ниже приведен расчет контурного заземляющего устройства. Исходные данные для расчета.

1) Характеристика установки: электроустановка напряжением $U_{ном} = 10\text{кВ}$. Наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 10 кВ составляет 1,24 кА.

2) Периметр сооружения $P = 60$ м.

3) В качестве вертикальных электродов выбираем уголок (размеры сторон соответственно 60*60 мм) длиной 2 м, который погружаем ниже уровня земли на 0,7 м. При таком способе погружения сопротивление заземления относительно стабильно, так как заземлитель соприкасается со слоями грунта, в которых относительно малы изменения влажности и температуры в течение года. В качестве горизонтальных электродов выбираем полосы 40*4 мм², приваренные к верхним концам уголков.

4) Грунт в месте сооружения РП – суглинок (удельное сопротивление суглинка 100 Ом*м; климатическая зона – 3).

5) В качестве естественных заземлителей РП используем железобетонные конструкции сооружений, имеющие надежное соединение с землей и с сопротивлением растеканию 0,8 Ом.

Используя исходные данные, рассчитаем заземляющее устройство.

Расположение вертикального заземлителя ниже уровня земли (рис. 2.57).

а) для стороны 10 кВ в соответствии с ПУЭ наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением выше 1 кВ и с токами замыкания на землю ≥ 500 А составляет $R_3 = 0,5$ Ом.

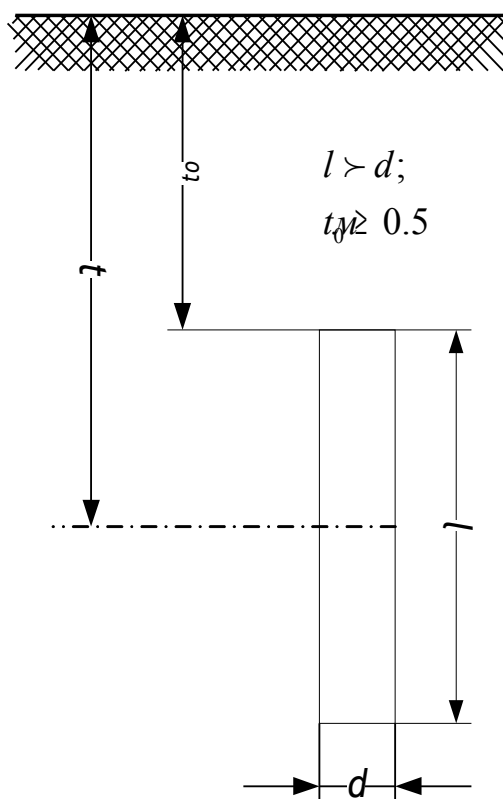


Рис. 38. Одиночный вертикальный заземлитель с расположением его верхнего конца ниже уровня земли:

t_0 – расстояние от уровня земли до верхнего конца электрода, м; t – расстояние от уровня земли до горизонтальной оси электрода, м; l – длина электрода, м; d – диаметр электрода, м

б) Сопротивление искусственного заземлителя рассчитываем с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно:

$$1/R_{H3} = 1/R_e - 1/R, \quad (15.2)$$

где R_3 – расчетное сопротивление заземляющего устройства по ПУЭ; R_H – сопротивление искусственного заземлителя; R_e – сопротивление естественного заземлителя. На основании имеющихся данных записываем:

$$1/R_H = 1/0.5 - 1/0.8; \quad (15.3)$$

отсюда $R_{\text{ОМ}} 1.33$.

н) Определяем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{p,\Gamma} = \rho_{y\partial} k_{\Pi,\Gamma}; \quad (15.4)$$

$$\rho_{p,B} = \rho_{y\partial} k_{\Pi,B} \quad (15.5)$$

где $\rho_{y\partial}$ – удельное сопротивление грунта (суглинок), равное 100 Ом·м; $k_{\Pi,B}$, $k_{\Pi,\Gamma}$ – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов для заданной климатической зоны.

Повышающие коэффициенты для климатической зоны 3 принимаем равными 2 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 1,4 – для вертикальных стержневых электродов длиной 2–3 м при глубине заложения из вершины 0,5–0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления:

- для горизонтальных электродов: $\rho_{p,\Gamma} = 100 * 2 = 200 \text{ Ом} * \text{ м} ;$

- для вертикальных электродов: $\rho_{p,B} = 100 * 1,4 = 140 \text{ Ом} * \text{ м} .$

г) Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода – уголка длиной 2 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

$$R_{O.B.\text{Э}} = \frac{\rho_{pB}}{2\pi l_{\text{ш}}^3} \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_{\text{ц}}}{4t - l_{\text{ш}}} \quad (15.6)$$

При применении уголков для вертикальных электродов в качестве диаметра принимаем эквивалентный диаметр уголка

$$d = d_{y,\text{э}} = 0,95b, \quad (15.7)$$

где b – ширина сторон уголка.

Для уголка с шириной полки $b = 0,06\text{ м}$; $d = 0,95b = 0,95 \cdot 0,06 = 0,057\text{ м}$.

$$R_{O.B.Э} = \frac{140}{2 \cdot 43,14 \cdot 2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 42}{0,057} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 41,7 + 2}{4 \cdot 41,7 - 2} = 50,5$$

д) Определяем примерное количество вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования. Коэффициент использования вертикальных электродов в случае размещения их по контуру без учета влияния горизонтальных электродов связи находим по справочным данным.

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине $d/l = 2$; так как $d \approx 4$, принимаем, что расстояние между электродами равно 4 м; $l \approx 2$, отсюда $4/2 = 2$.

Используя справочные данные, выбираем предварительно коэффициент использования:

$k_{u.в} = 0,66$ (при числе уголков порядка 60 и отношении $d/l = 2$). Примерное число вертикальных заземлителей n :

$$n = \frac{R_{O.B.Э}}{k_{u.в} R_{II}}, \quad (15.8)$$

где R_{II} – необходимое сопротивление искусственного заземлителя;

$$n = \frac{50,5}{0,66 \cdot 41,33} = 57,5. \quad (15.9)$$

е) Определяем сопротивление, которое оказывает току горизонтальный заземлитель, состоящий из полос $40 \cdot 4 \text{ мм}^2$, приваренных к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре находим по справочным данным: $k_{u.г} = 0,28$ (при числе уголков порядка 60 и отношении расстояния между вертикальными электродами к их длине $d/l = 2$).

Сопротивление полосы находим по формуле:

$$R_{p.г.Э} = \frac{1}{k_{u.г}} \frac{\rho_{p.г}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}. \quad (15.10)$$

Расположение горизонтально протяженного заземлителя ниже уровня земли (рис. 39).

Расстояние между вертикальными электродами $d \approx 4$. Предполагаемое количество электродов 60, тогда периметр, по которому прокладываются горизонтальные полосы, будет составлять $l \approx 60 \cdot 4 = 240$.

$$R_{pM} = \frac{1}{0,28} \frac{200}{2\pi \cdot 240} \ln \frac{2 \cdot 240^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,47 \cdot 15,2 = 7,16$$

ж) Уточненное сопротивление вертикальных электродов

$$R_{B,Э} = \frac{R_{pГЭ} R_{II}}{R_{pГЭ} - R_{II}} = \frac{7,16 \cdot 1,33}{7,16 - 1,33} = 1,63$$

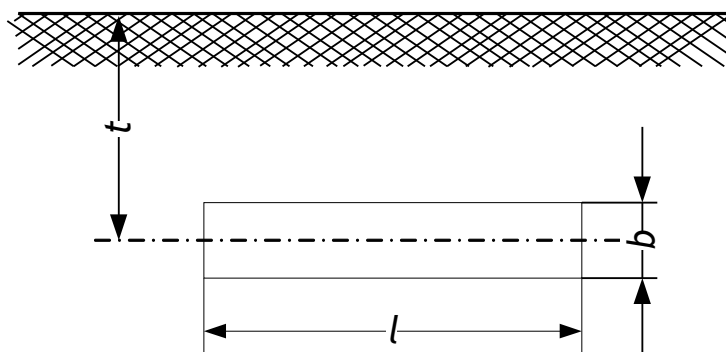


Рис. 39. Горизонтальный протяженный электрод, расположенный ниже уровня земли:

t – расстояние от уровня земли до горизонтальной оси электрода, м; l – длина электрода, м; b – ширина полосы, м

з) Уточненное число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования $k_{u.э} = 0,66$, принятом из справочных данных при $n = 60$ и $d/l = 2$.

$$n = \frac{R_{O.B.Э}}{k_{u.э} R_{B.Э}} = \frac{50,5}{0,66 \cdot 1,63} = 53,4$$

Окончательно принимаем к установке 54 уголка, расположенных по контуру РП.

Изменение потенциала в пределах площадки, на которой размещены электроды заземлителя, происходит плавно; при этом напряжение прикосно-

вения U_{np} и напряжение шага $U_{ш}$ имеют небольшие значения по сравнению с потенциалом заземлителя ϕ_3 . Однако за пределами контура по его краям наблюдается крутой спад ϕ_3 . Чтобы исключить в этих местах опасные напряжения шага, которые особенно высоки при больших токах замыкания на землю, по краям контура за его пределами в первую очередь в местах проходов и проездов, укладывают в землю на различной глубине дополнительные стальные полосы, соединенные с заземлителем. Благодаря этому спад потенциала в этих местах происходит по пологой кривой.

Дополнительно к контуру на территории РП устанавливается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8–1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые b м.

Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас.

и) Проверяем термическую стойкость полосы $40 \cdot 4$ мм². Минимальное сечение полосы из условий термической стойкости при КЗ на землю определяем по выражению:

$$S_{гр\text{расч}} = I_{расч} \sqrt{t_{п} C_T} \quad , \quad (15.11)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток КЗ через проводник, А; $t_{п}$ – приведенное время прохождения тока КЗ на землю, с; C_T – постоянная (для стали $C_T = 74$); $I_{расч} = 1,24$ кА (из расчета токов КЗ); $t_{п} = 1,25$ с.

$$\text{Следовательно, } s_{мм} = 1240 \sqrt{1,25 / 74} = 18,7 \quad .$$

Таким образом, полоса $40 \cdot 4$ мм² условию термической стойкости удовлетворяет.

Технико-экономические расчеты в электроснабжении.

Технико-экономические расчеты выполняют для выбора:

1) наиболее рациональной схемы электроснабжения цехов и предприятия в целом;

- 2) экономически обоснованного числа, мощности и режима работы трансформаторов ГПП и ТП;
- 3) рационального напряжения в системе внешнего и внутреннего электроснабжения;
- 4) экономически целесообразных средств компенсации реактивной мощности и мест их размещения;
- 5) электрических аппаратов и токоведущих частей;
- 6) сечений проводов, шин и жил кабелей;
- 7) целесообразной мощности собственных электростанций и генераторных установок в случае их необходимости;
- 8) трасс и способов прокладки электросетей с учетом коммуникаций энергохозяйств в целом;
- 9) выбора наиболее выгодной системы освещения;
- 10) определение экономического эффекта при реконструкции системы электроснабжения и в иных случаях.

Цель технико-экономических расчетов – определение оптимального варианта схемы, параметров электросети, и ее элементов. А так как, проектирование электроснабжения приводит к значительному числу вариантов, то требуется значительный объем технико-экономических вычислений которые целесообразно выполнять на ЭВМ (например, в программе Project Expert, или путем ввода формул в Excel или MathCad).

Перечислим требования, предъявляемые к технико-экономическим расчетам:

- 1) при экономическом сопоставлении проектируемых вариантов уровень цен должен быть сопоставимым (это означает, что цены на должны быть приведены к одному моменту времени, и соответствовать порядку складываемых величин).
- 2) в расчетах должны быть выявлены все технико-экономические показатели значительным образом влияющие на конечный результат (стоимость капиталовложения в проектируемые варианты, эксплуа-

тационные расходы, затраты вызванные потерями электроэнергии (активной мощности), различные виды ущербов (например, ущерб от недоотпуска электроэнергии в случае разной надежности рассматриваемых вариантов), желательно также учитывать налогообложение, амортизационные расходы, а в случае если проект выполняется на заемные средства выплату процента по инвестициям)

- 3) Каждый рассматриваемый вариант должен соответствовать требованиям предъявляемым к система промышленного электроснабжения, соответствующими отраслевым руководящими документами, инструкциями, ГОСТами и ПУЭ и т.д..

В технико-экономических расчетах часто пользуются укрупненными показателями и не учитывают некоторые статьи расходов (например не учитываются все налоги, кроме налога на прибыль, не учитываются элементы сети суммарная стоимость которых значительно (в сотни раз) меньше стоимости основных элементов сети (выключателей, трансформаторов, ВЛ и КЛ, разъединителей, постоянной части затрат).

Технико-экономическое сравнение проектируемых вариантов (исключая реконструкцию) проводится по методу дисконтированных затрат и чистого дисконтированного дохода (в случае если приток денежных средств по сравниваемым проектам различается), который включает расчет капиталовложений в ЛЭП и подстанции, расчет издержек на эксплуатацию и амортизационных затрат. Расчет проводится в ценах 1990 г. (Неклепаев) в двух вариантах пересчета к настоящему времени (2004 г.) умножением капитальных вложений на коэффициент переоценки (индекс девлятор ВВП) 52 соответственно.

Определяем капиталовложения в ВЛ и подстанции.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{вл}} + K_{\text{н/см}} \quad (15.12)$$

где $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения на сооружение ВЛ (приведенные к 2004 г, далее остальные цифры также приводятся к 2004 г.), тыс. руб.;

$K_{\text{н/см}}$ - капиталовложение на сооружение подстанций, тыс. руб.

$$K_{n/cm} = K_{ору} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост}, \quad (15.13)$$

где $K_{ору} = K_{вк} \cdot n_{вк}$ - укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств, тыс. руб.;

$K_{вк}$ - стоимость выключателей тыс. руб.;

$n_{вк}$ - количество выключателей;

$K_{тр}$ - укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.;

$K_{ку}$ - укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс. руб.;

$K_{пост}$ - постоянные затраты на строительство подстанций, тыс. руб.

$$K_{вл} = K_0 \cdot l \cdot K_u, \quad (15.14)$$

где K_0 - удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб. на 1 км;

l - длина трассы;

$K_u = 1,1$ - коэффициент, учитывающие условия прокладки трассы и особенности района.

Важными технико-экономическими показателями являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года (следует учитывать, что в ЧДД и дисконтированных затратах амортизационные отчисления являются притоком денежных средств поэтому они в издержках не учитываются как затраты, однако при расчете себестоимости амортизационные затраты учитываются).

$$I_{тр,о} = I_{тр,о} + c \cdot \Delta W, \quad (15.15)$$

где $I_{тр,о}$ - ежегодные отчисления на эксплуатацию, текущий ремонт и обслуживание, тыс. руб.;

ΔW - величина потерь электроэнергии, кВт*час.

c – тариф на электроэнергию энергосистемы или энергоснабжающей организации с шин ВН.

Потери электроэнергии в сети определим по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{вл} + \Delta W_{тр} + \Delta W_{ку}, \quad (15.16)$$

где $\Delta W_{вл}, \Delta W_{тр}, \Delta W_{ку}$ - потери электроэнергии соответственно в ВЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах, МВт·ч.

$$I_a = I_a^{вл} + I_a^{н/см} = K_{вл} \text{Ч}\alpha_{a,вл} + K_{н/см} \text{Ч}\alpha_{a,н/см}, \quad (15.17)$$

где $\alpha_{a,вл}$ ежегодные нормы отчислений на амортизацию ВЛ, о.е.;

$\alpha_{a,н/см}$ ежегодные нормы отчислений на амортизацию подстанций, о.е.

Определяются по формуле

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (15.18)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования (см табл)

$$I_{тр,о} = I_{тр,о}^{вл} + I_{тр,о}^{н/см} = K_{вл} \text{Ч}\alpha_{тр,о,вл} + K_{н/см} \text{Ч}\alpha_{тр,о,н/см} \quad (15.19)$$

Следует учитывать разрыв во времени вложения средств и строительства и пуска линий ВЛ а также нормы продолжительности строительства от местности.

Стоимостная оценка результатов (выручки от реализации) сооружения электрической сети в год t определяется

$$O_{птэ} = T (\text{Ч}\mathcal{E}) + \Delta \Pi \quad (15.20)$$

T_s - средневзвешенный тариф по энергосистеме, рекомендуемые значения (100 коп/кВт*ч);

\mathcal{E} – поступление электроэнергии в сеть в связи с введением объекта строительства (потребление электроэнергии потребителем);

$\Delta \Pi$ - увеличение прибыли за счет повышения надежности и других факторов.

Рассмотрим основные методы экономической оценки сравниваемых вариантов:

1. Статические методы (не учитывающие фактор времени):

- простая норма прибыли (показывает отдачу на 1 руб вложенного капитала)

$$Rn_t = \frac{O_{pt} - Y_t - H_t}{K_{\Sigma}} \quad (15.21)$$

$H_t = 0,3 \Psi(O_{pt} - I_t - Y_{\text{та}} - I)$ налог на прибыль

$$Rn_t = \frac{e^{Tr} (O_{pt} - Y_t - H_t)}{K_{\Sigma}} \quad (15.22)$$

Tr – расчетный период

- срок окупаемости (показывает насколько быстро окупиться проект т.е. служит мерой риска проекта.

$$Токп_t = \frac{K_{\Sigma}}{e^{Tr} (O_{pt} - Y_t - H_t)} \quad (15.23)$$

2. Динамические методы (учитывающие разновременность поступления денежных средств):

- чистый дисконтированный доход;

ЧДД –эта сумма всех дисконтированных (уцененных) за какой либо момент выплат и поступлений, возникающих в результате реализации проекта (варианта).

Чистый дисконтированный доход находим по формуле

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{\text{ср}}} \Psi (O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{\text{лик},t}) (1 - E)^{-t} \quad (15.24)$$

где t –год эксплуатации и строительства объекта;

E – ставка дисконтирования в о.е. (рекомендуется брать ставку рефинансирования ЦБ, примерно 10%)

O_{pt} - выручка от реализации в год t (обычно достигает расчетного значения лишь к 5 году эксплуатации);

I_t' - суммарные издержки по проекту без учета амортизации в год t ;

H_t - налог на прибыль (0,35 от прибыли $O_{pt} - I_t'$;

K_t – капиталовложения в проект (следует учесть что приток по проекту начинается с определенного срока окончания строительства а кап вложения с начала реализации);

$K_{лик,t}$ – стоимость ликвидируемого оборудования (для вновь строящихся равна нулю).

$T_{сл}$ – срок реализации проекта для (электрических K_t х сетей рекомендуется расчет по максимальному сроку службы используемого оборудования – 20 лет)

– дисконтированный срок окупаемости.

Для более точного выбора проекта рекомендуется рассчитать дисконтируемы срок окупаемости проекта, который характеризует степень риска проекта (срок когда ЧДД=0) т.е.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{ок}} \frac{O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик,t}}{(1 - E)^t} = 0 \quad (15.25)$$

где $T_{ок}$ - срок окупаемости;

В случае если срок окупаемости наименьший и величина ЧДД наибольшая (и больше нуля) то проект считается наиболее выгодным. В случае если ЧДД наибольший у первого проекта, а срок окупаемости выше у первого по сравнению со вторым проектом, рекомендуется определить отношение ЧДД к расчетному сроку окупаемости и если результат окажется большим по первому проекту, то выбирается первый проект, в противном случае второй.

ТЕМА 16. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ВЫШЕ 1 кВ. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 кВ

Аппараты и проводники первичных цепей должны удовлетворять следующим требованиям:

- соответствию окружающей среды и роду установки;
- необходимой прочности изоляции для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимому нагреву токами длительных режимов;

- стойкости в режиме короткого замыкания;
- технико-экономической целесообразности;
- достаточной механической прочности;
- допустимым потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах;
- допустимым потерям на коронирование для проводников напряжением 35 кВ и выше.

Соответствие окружающей среде и роду установки. Изоляция аппаратов и проводников соответствующего рабочего напряжения может быть нормальной и облегченная. Для выбора целесообразного вида изоляции необходимо учитывать род установки (в помещении, на открытом воздухе, в земле, в воде), температуру окружающей среды, влажность и загрязненность ее, высоту установки оборудования над уровнем моря.

Необходимая прочность изоляции для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях. Номинальное напряжение электрооборудования $U_{\text{ном.э}}$, указанное на его заводской табличке, соответствует уровню его изоляции, причем нормально всегда имеется некоторый запас электрической прочности, позволяющий аппарату неограниченно длительное время работать при напряжении на 10...15% выше номинального. Это напряжение называют номинальным рабочим напряжением электрооборудования. Так как отключения напряжения в условиях эксплуатации обычно не превышают 10...15% номинального напряжения установки $U_{\text{ном.у}}$, то при выборе оборудования по напряжению достаточно соблюсти условие $U_{\text{ном.у}} \geq U_{\text{ном.э}}$.

Условия выполнения остальных требований по выбору электрооборудования рассмотрены отдельно для каждого вида.

Выбор и проверка выключателей напряжением 1...220 кВ

Выключатели выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и

коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам.

1. По номинальному напряжению

$$U_{ном.б} \geq U_{ном.у}. \quad (16.1)$$

2. По току продолжительного режима

$$I_{ном.в} \geq I_{на}, \quad (16.2)$$

в качестве расчетного тока продолжительного режима принимают ток послеаварийного режима $I_{на}$.

Послеаварийный (форсированный) режим возникает при отключении одной из параллельно работающих цепей.

3. По отключающей способности:

на отключение периодической составляющей расчетного тока КЗ

$$I_{ном.отк} \geq I_{пт}, \quad (16.3)$$

где $I_{пт}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ расхождения контактов выключателя;

на отключение полного (суммы периодической и апериодической составляющих) расчетного тока КЗ

$$\sqrt{2}I_{ном.отк} \left[1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right] \geq \sqrt{2}I_{пт} + I_{ат}, \quad (16.4)$$

где $I_{ном.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя;

$\beta_{ном}$ – степень асимметрии отключаемого тока, т.е. номинальное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$\beta_{ном} = f(\tau)$, определяется по кривой рис.40, если $\tau \leq 0,08$ с, то $\beta_{ном} = 0$;

τ – наименьшее время отключения от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, $\tau = t_{с.в.} + t_{защ.}$, здесь $t_{защ.} = 0,01$ с – минимальное время действия защиты, $t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя с приводом, $I_{ат}$ – значение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя.

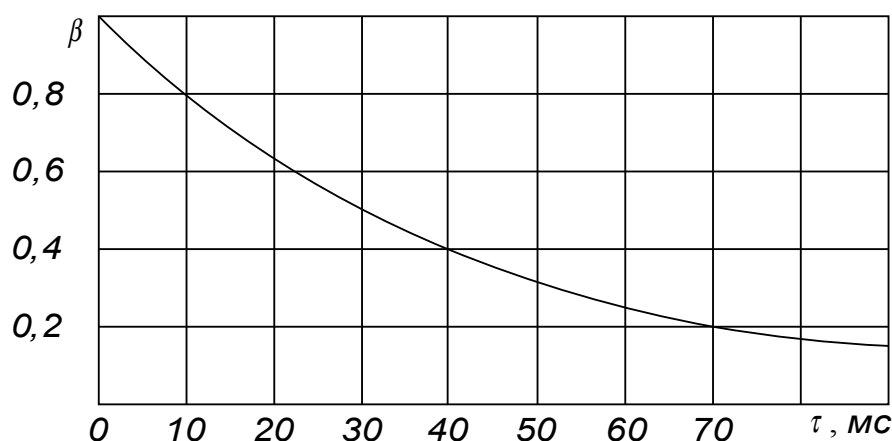


Рис. 40. Степень асимметрии отключаемого тока

4. По термической стойкости

$$I_{\text{терм.в}}^2 t_{\text{терм}} \leq B_{\text{к}}, \quad (16.6)$$

где $B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс тока КЗ;

$I_{\text{терм.в}}$ – предельный ток термической стойкости, равный предельному току отключения выключателя;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока термической стойкости, $t_{\text{терм}} = 4$ с при $U_{\text{ном.в}} \leq 35$ кВ, $t_{\text{терм}} = 3$ с при $U_{\text{ном.в}} > 110$ кВ.

5. По электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \leq i_{\text{уд}}, \quad (16.7)$$

где $i_{\text{дин}}$ – амплитудное значение тока динамической стойкости;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток трехфазного КЗ.

Основные условия выбора выключателей, но при проверке выключателя нагрузки по току отключения за расчетный принимается ток форсированного режима, а не КЗ.

Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, номинальным значениям напряжения и тока, роду установки (наружная, внутренняя), стойкости токам КЗ.

В справочниках приводятся технические данные разъединителей внутренней и наружной установки: тип, исполнение полюсов, номинальное

напряжение $U_{ном.р}$, номинальный ток разъединителя $I_{ном.р}$, амплитудное значение предельного сквозного тока при КЗ $i_{дин}$, предельный ток термической стойкости $I_{терм.р}$, время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, масса разъединителя (50...1500 кг), тип привода.

Выбор разъединителей и отделителей производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению

$$U_{ном.р} \dot{U}_{ном.у}; \quad (16.8)$$

2) по току продолжительного режима

$$I_{ном.р} \dot{I}_{на}; \quad (16.9)$$

3) по термической стойкости

$$(I_{терм.р})^2 t_{терм} \dot{I}_{к}; \quad (16.10)$$

$$t_{терм} = 4 \text{ с при } U_{ном.в} \downarrow 35 \text{ кВ};$$

$$t_{терм} = 3 \text{ с при } U_{ном.в} \dot{110} \text{ кВ};$$

4) по электродинамической стойкости

$$i_{дин} \dot{i}_{уд} \quad (16.11)$$

Выбор шин и изоляторов

Шины распределительных устройств выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) в соответствии с максимальными расчетными нагрузками и проверяют по режиму КЗ. Наибольшие напряжения в металле при ударном КЗ (см. гл. 14) не должны превосходить 70% допустимого по ГОСТ, что составляет: для меди марки МТ $\sigma_{дон} = 1400 \text{ кгс/см}^2$ при $v_{щ} = 250^\circ \text{C}$, для алюминия марки АТ $\sigma_{дон} = 700 \text{ кгс/см}^2$ при $v_{щ} = 200^\circ \text{C}$. Сборные шины распределительных устройств не проверяют на экономическую плотность тока.

Изоляторы выбираются по номинальному напряжению, номинальному току (проходные и линейные изоляторы), проверяются на разрушающее воздействие тока трехфазного КЗ на шинах и термическое действие тока КЗ.

Наихудшим видом силовой нагрузки для изоляторов является та, которая создает наибольший изгибающий момент. Допустимое усилие $F_{дон} = 0,64F_{разр}$, определяемое из разрушающего усилия $F_{разр} = (375...2000)$ с учетом коэффициента запаса прочности равного 0,6.

Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока в установках напряжением выше 1 кВ имеют следующее предназначение:

-отделить цепи высокого напряжения от цепей измерительных приборов или аппаратов защиты, обеспечивая безопасность их обслуживания;

-снизить измеряемый ток до значения, допускающего подключение последовательных катушек измерительных приборов или аппаратов защиты.

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и динамическую стойкость токам КЗ.

В справочниках приводятся следующие технические данные трансформаторов тока: тип; конструктивное исполнение; номинальное напряжение $U_{ном.т.т}$; номинальный ток первичный $I_{ном.1т.т}$ и вторичный $I_{ном.2т.т}$; номинальные вторичные нагрузки $S_{ном.2т.т}$ при разных классах точности (0,5; 1; 3; 10); четырехсекундная или одnoseкундная термическая стойкость (кратность) $k_{терм}$ токам КЗ; номинальная предельная кратность $k_{уд}$, обусловленная необходимостью увеличения номинального первичного тока для обеспечения электродинамической устойчивости токам КЗ.

Номинальной мощностью нагрузки трансформаторов тока $S_{ном.2т.т}$ называется мощность, при которой погрешность не превышает погрешности, установленной для данного класса точности трансформаторов. Наивысший класс точности, в котором может работать ТТ, называется номинальным классом точности (0,2; 0,5; 1; 3; 10), что соответствует значениям токовых

погрешностей, выраженных в %. Класс точности ТТ должен быть для счетчиков 0,5; для щитовых электроизмерительных приборов и реле – 1 и 3.

Трансформаторы тока внутренней установки напряжением на 10 кВ имеют следующие обозначения: ТПЛ-10К – многовитковые токи от 5 до 630 А; ТПЛУ-10К – усиленные на токи от 10 до 100 А; ТПОЛА-10 – с алюминиевой первичной обмоткой на те же токи; ТПШЛ-10 – шинные, на токи 2000... 5000 А.

Проходные трансформаторы наружной установки имеют следующие обозначения: ТФН – с фарфоровым корпусом, залитые трансформаторным маслом; ТВТ, ТВС – встроенные в проходные изоляторы аппаратов и силовых трансформаторов.

Для установок напряжением до 1 кВ используют катушечные трансформаторы тока типа ТКЛ.

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению

$$U_{ном.т.т} \dot{=} U_{ном.у} . \quad (16.12)$$

2. По току и мощности нагрузки продолжительного режима:

$$I_{ном.1т.т} \dot{=} I_{на} \quad (16.13)$$

где $I_{на}$ – ток послеаварийного режима в первичной цепи;

во второй цепи

$$S_{ном.2т.т} \dot{=} S_{расч.} , \quad (16.14)$$

где $S_{ном.2т.т}$ – допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$S_{расч.}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока

$$S_{ном.2т.т} = (I_{ном.2т.т})^2 \dot{=} Z_{т.т} , \quad (16.15)$$

где $I_{ном.2т.т}$ – номинальный ток вторичной обмотки, обычно равный 5 А;

$z_{m.m}$ – полное допустимое сопротивление внешней цепи, равное сумме сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, реле, соединительных проводов и контактов.

3. По электродинамической стойкости

$$k_{терм} \leq \frac{I_{к.з.} \sqrt{I_{к.з.}}}{I_{ном.1m.m}} \quad (16.16)$$

4. По электродинамической стойкости

$$k_{уд} \leq i_{уд} \sqrt{2} \chi_{ном.1m.m} \quad (16.17)$$

Выбор проводников напряжением выше 1 кВ

Общие сведения

Выбор сечения жил и марки неизолированных проводов и кабелей при напряжении выше 1 кВ определяют технические факторы, перечисленные в табл. 37

Таблица 37

Технические факторы, определяющие выбор сечения и марки проводов и кабелей

Факторы, влияющие на выбор сечения проводника	Обозначение сечения	Вид проводника	
		неизолированный	кабель
Нагрев от длительного выделения теплоты при токах нормального и послеаварийного режима	$F_{дл.нагр.}$	+	+
Нагрев от кратковременного выделения теплоты при токах КЗ	$F_{кз}$	–	+
Потери (падение) напряжения от проходящего тока в нормальном и послеаварийных режимах	$F_{\sqrt{U}}$	+	+
Механическая прочность	$F_{мех.}$	+	–
Коронирование	$F_{кор.}$	+	–

Влияние и учет перечисленных факторов в воздушных (с неизолированными проводами) и кабельных линиях неодинаковы.

Из выбранных по указанным критериям сечений только сечения $F_{мех.}$ и $F_{кор.}$ получаются без расчетов стандартными. Остальные расчетные сечения обычно принимают ближайšie большие стандартные сечения. Из полученных стандартных сечений выбирают большее для данного варианта сети электроснабжения и окончательный выбор параметров линий электропередач производится на основании технико-экономического сравнения вариантов проекта электроснабжения объекта.

Допустимые нагрузки кабелей напряжением 6...35 кВ

Для каждой кабельной линии должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки определяются по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м. Этими участками могут быть:

- участок с более высокой температурой окружающей среды, чем принятая температура для всей трассы;
- участок трассы с числом кабелей больше одного;
- участок открыто проложенного кабеля.

Фактическая допустимая токовая нагрузка кабелей в нормальном и послеаварийном режимах работы определяется по выражению

$$I_{доп.факт.} = I_{доп.табл.} \cdot k_v \cdot k_n \cdot k_{пер.}, \quad (16.18)$$

где $I_{доп.табл.}$ – допустимая длительная токовая нагрузка, определяемая по справочнику для выбранного способа прокладки кабеля в зависимости от марки кабеля;

k_v – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды;

k_n – коэффициент, учитывающий количество проложенных кабелей в траншее;

$k_{пер.}$ – коэффициент систематической перегрузки, зависящий от длительности перегрузки и способа прокладки (в земле или воздухе), а так же от коэффициента предварительной нагрузки.

Резервные кабели, не нагруженные током, при определении числа проложенных в одной траншее кабелей в расчет не принимаются.

Кабели, проложенные по стенам зданий, в кабельных каналах и тоннелях, считаются проложенными на воздухе, и поправка на число кабелей не вводится.

В городах и на территории предприятий в стесненных условиях применяют прокладку кабелей в блоках. Условия охлаждения кабелей при их прокладке в блоках значительно ухудшаются как из-за добавочного сопротивления теплового сопротивления блока, так и из-за большого числа кабелей, прокладываемых в блоке кабелей.

Кабельные линии напряжением 6...10 кВ, несущие нагрузки меньше номинальных, могут кратковременно перегружаться в пределах, указанных в табл. 38.

На время ликвидации аварий для кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно допускаются перегрузки в течение 5 сут. в пределах, указанных в табл. 39.

Таблица 38

Поправочные коэффициенты (k_n) на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние в свету, см	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
10	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
20	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81

Таблица 39

Допустимая перегрузка ($k_{пер.}$) при нормальном режиме по отношению к номинальной нагрузке

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	При длительности допустимой перегрузки		
		1,5 ч	2,0 ч	3,0 ч
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,00
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00

Таблица 40

Допустимая перегрузка ($k_{пер.}$) при послеаварийном режиме по отношению к номинальной нагрузке

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	При длительности допустимой перегрузки		
		1,5 ч	3,0 ч	6,0 ч
0,6	В земле	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,35	1,25	1,20
	В трубах (в земле)	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,35	1,25	1,25
	В воздухе	1,30	1,20	1,20
	В трубах (в земле)	1,20	1,15	1,10

Выбор сечений жил кабелей напряжением выше 1 кВ

Критерием для выбора сечения кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения производится не по сопоставительным технико-экономическим расчетам в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных линий используется экономическая плотность тока. В ПУЭ установлены значения экономических плотностей тока $j_{эк}$, зависящие от материала, конструкции провода, продолжительности использования максимума нагрузки T_{max} и региона, характеризующегося стоимостью топлива.

Экономически целесообразное сечение определяют предварительно по расчетному току линии $I_{расч.норм}$ нормального режима и экономической плотности тока $j_{эк}$:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч.норм}}{j_{эк}}. \quad (16.19)$$

Найденное расчетное сечение по (16.2) округляется до ближайшего стандартного.

Для обеспечения нормальных условий работы кабельных линий и правильной работы защищающих аппаратов выбранное сечение должно быть

проверено по допустимой длительной нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, а также по термической стойкости при токах КЗ.

Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах производится по условию:

$$I_{расч} \leq I_{доп.факт} , \quad (16.20)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток для проверки кабелей по нагреву;

$I_{доп.факт}$ – фактическая допустимая токовая нагрузка.

Расчетный ток линии $I_{расч}$ определяется как:

$$I_{расч} = \frac{S_{каб}}{\sqrt{3}U_{ном}} , \quad (16.21)$$

где $S_{каб}$ – мощность, которая передается по кабельной линии в нормальном или послеаварийном режиме работы;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Проверка сечений по термической стойкости проводится после расчетов токов КЗ. Тогда минимальное термически стойкое токам КЗ сечение кабеля:

$$F_{кз} \geq \left(I_{\epsilon}^{(3)} \sqrt{t_{\pi}} \right) / C , \quad (16.22)$$

где $I_{\epsilon}^{(3)}$ – суммарный ток КЗ от энергосистемы и синхронных электродвигателей (см. гл. 14);

t_{π} – приведенное расчетное время КЗ;

C – термический коэффициент (функция) для кабелей. Для кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной или резиновой изоляцией $C_{Ac78} \text{ мм}^2 / \text{А}^2$, для кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией $C_{Ac65} \text{ мм}^2 / \text{А}^2$.

Линии систем электроснабжения длиной менее 1 км по потерям напряжения не проверяются.

Если длина кабеля напряжением выше 1 кВ превышает 1 км, то потери напряжения ΔU_{nk} на неразветвленном участке линии от узла n до узла k с сопротивлением $R_{nk} + jX_{nk}$ при протекании мощности $P_{nk} + jQ_{nk}$:

$$\Delta U_{nk} = \frac{P_{nk} \cdot R_{nk} + Q_{nk} \cdot X_{nk}}{U_{ном}}. \quad (16.23)$$

При длине участка L_{nk} и определенного для данного класса номинальных напряжений удельного индуктивного сопротивления x_0 сечение участка линии, выбираемого по допустимой потере напряжения $\Delta U_{доп}$, определяется из выражения:

$$F_{\Delta U} = \frac{P_{nk} \cdot L_{nk} \cdot \rho_0 \cdot I}{U_{ном} (\Delta U_{доп} - \Delta U_{доп.х})}, \quad (16.24)$$

где ρ_0 – удельное активное сопротивление для выбранного материала проводника, для алюминия $\rho_0 = 31,5$ Ом.мм² на 1 км;

$\Delta U_{доп.х}$ – потери напряжения, обусловленные реактивными мощностями, сопротивлениями,

$$\Delta U_{доп.х} = \frac{Q_{nk} \cdot L_{nk} \cdot x_0}{U_{ном}}. \quad (16.25)$$

Из пяти полученных по расчетам сечений – по экономической плотности тока, нагреву в нормальном и послеаварийных режимах, допустимым потерям напряжения и термической стойкости токам КЗ принимается наибольшее как удовлетворяющее всем условиям.

Выбор сечений проводов и кабелей напряжением до 1 кВ с учетом выбора защиты

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1 кВ по условию нагрева определяется в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки из двух соотношений:

1) по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{норм.доп} \geq I_{дл.р} / k_{прокл}, \quad (16.26)$$

где $I_{норм.доп}$ – допустимый ток кабеля или провода в нормальном режиме;

$I_{дл.р}$ – длительный расчетный ток линии;

$k_{\text{прокл}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки;

2) по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{норм.доп}} \leq (I_{\text{защ}} k_{\text{защ}}) / k_{\text{прокл}}, \quad (16.27)$$

где $I_{\text{защ}} = I_{\text{ном.вст}}$, если линия защищается предохранителем;

$I_{\text{защ}} = I_{\text{сраб}}$, если линия защищается автоматом;

$k_{\text{защ}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Согласно ПУЭ, защите от перегрузки и токов КЗ подлежат: сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными, незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой; сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проложенными в трубах, в несгораемых строительных конструкциях и т.п., в следующих случаях:

-осветительные сети в жилых и общественных зданиях, а также в пожароопасных производственных помещениях:

-силовые сети, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка;

-сети всех видов во взрывоопасных помещениях независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов КЗ, в частности, кабели и проводники в трубах в невзрывоопасных помещениях.

Если допустимая токовая нагрузка, найденная по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты, не совпадает с данными таблиц допустимых токовых нагрузок, разрешается применение проводника меньшего сечения. Однако это сечение не должно быть меньше требуемого при определении допустимой нагрузки по условию нагрева длительным расчетным током.

Сечение проводов и кабелей для ответвления к одиночному двигателю с короткозамкнутым ротором во всех случаях выбирается по условию нагрева длительным расчетным током. При этом длительный расчетный ток линии $I_{дл.р}$ для невзрывоопасных помещений равен номинальному току двигателя:

$$I_{ном.дв} = I_{дл.р} ; \quad (16.28)$$

для взрывоопасных помещений:

$$1,254I_{ном.дв} = I_{дл.р} .$$

В табл. 41 приведены условия выбора и проверки остальных, не рассмотренных выше, электрических аппаратов и проводников.

Таблица 41

Условия выбора и проверки электрических аппаратов и проводников

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
Предохранитель	$U_{ном} = U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $I_{откл.ном} \geq I_{пр.ож}$ <p>Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи</p>
Выключатель нагрузки	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $I_{вкл.доп} \geq I_{П0}$ $i_{вкл.доп} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{П0}$ $i_{пр.скв} = i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер.ном}^2 t_{тер.ном} \geq B_K nput_K \geq t_{тер.ном}$ $B_{тер} = I_{терм.ном}^2 t_K \geq B_K nput_K < t_{тер.ном}$ $I_{откл.ном} = I_{ном} \geq I_{рабт}$ <p>В отдельных случаях $I_{откл.ном} > I_{ном}$ (соотношение указывается изготовителем в эксплуатационных документах). Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи (при установке выключателя нагрузки последовательно с предохранителем)</p>

Разрядник	$U_{ном} = U_{сети.ном}$ $u_{проб} \leq u_{доп.расч}$ $u_{ост.наиб} \leq u_{доп.расч}$ $i_{сопр.доп} = i_{откл} \geq i_{сопр.расч}$
Трансформатор напряжения	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $S_{ном} \geq S_{2расч} \text{ (в необходимом классе точности)}$ $S_{пред} S_{max} \geq S_{2наиб} \text{ (в режиме наибольшей отдаваемой мощности)}$
Опорный изолятор	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $F_{доп} = 0,6F_{раз} \geq F_{расч} \text{ (для одиночных изоляторов)}$ $F_{доп} = F_{разр} \geq F_{расч} \text{ (для одиночных изоляторов)}$
Проходной изолятор	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $F_{доп} = 0,6F_{раз} \geq F_{расч}$
Реактор	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер.норм}^2 t_{тер.норм} \geq B_K$ $x_p \geq x_{p.расч} \text{ (определяется по условиям необходимого ограничения токов КЗ и предельно допустимой потери напряжения на реакторе в нормальном режиме работы)}$
Автомат	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $i_{вкл.наиб} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер.норм}^2 t_{тер.норм} \geq B_K$ $I_{откл.ном} \geq I_{Птож}$
Контактор	

	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $P_{подкл.доп} \geq P_{подкл.расч}$
Магнитный пускатель	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $P_{подкл.доп} \geq P_{подкл.расч}$
Рубильник	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер.норм}^2 t_{тер.норм} \geq B_K$ $I_{откл.ном} \geq I_{рабт} \quad (\text{в случае, если рубильник имеет дугогасительные камеры или разрывные контакты})$
Шина, провод неизолированный	$s = s_{эк} = I_{норм.расч} / I_r \quad (\text{за исключением сборных шин электроустановок, сетей напряжением до 1 кВ с } T_{наиб} < 5000ч, \text{ сетей временных сооружений и ответвлений к электроприемникам напряжением до 1 кВ, к резисторам, реакторам и т. п.)}$ <p>Сечение проводников воздушных линий 330–1150 кВ выбирается по экономическим интервалам</p> $I_{дл.доп} = I_{прод.доп} \geq I_{прод.расч}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $\vartheta_{кр.доп} \geq \vartheta_{ки} \text{ или } s_T = \sqrt{B_K} / C_T$
Закрытый шинный токопровод	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ $I_{ном} \geq I_{прод.расч}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_{тер.норм}^2 t_{тер.норм} \geq B_K$

В таблице приняты следующие обозначения: $I_{П0ож}$ – действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в начальный момент; $I_{Пт0ож}$ – действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппа-

рата; $I_{\text{раб}}$ – рабочий ток цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата; $U_{\text{проб}}$ – импульсное пробивное напряжение разрядника; $U_{\text{ост.наиб}}$ – наибольшее остающееся напряжение на разряднике при прохождении через него тока; $U_{\text{доп.расч}}$ – допустимое расчетное напряжение на изоляции элементов электроустановки, защищаемых данным разрядником; $i_{\text{сопр.расч}}$ – расчетное значение сопровождающего тока разрядника; $i_{\text{сопр.доп}}$ – предельно допустимое значение сопровождающего тока, который разрядник может оборвать; $P_{\text{родкл.доп}}$ – допустимая мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом; $P_{\text{родкл.расч}}$ – расчетная мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом; $T_{\text{наиб}}$ – время использования наибольшей нагрузки.

ТЕМА 17. АВТОМАТИЗАЦИЯ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Релейная защита трансформаторов 6-10/0,4 кВ и линий напряжением 6-10 кВ

Основные положения

Как уже указывалось выше, СЭС должны быть надежными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). Кроме того, системы электроснабжения должны обеспечивать функционирование основных производств предприятия в послеаварийном режиме (после всех необходимых оперативных переключений) с учетом допустимых кратковременных перерывов питания ЭП, возможных ограничений мощности, перегрузки элементов системы электроснабжения и т.д.

В СЭС могут возникать нарушения нормального режима и аварии. К нарушениям нормального режима относятся токовые перегрузки, замыкания на землю в сетях с незаземленной нейтралью (или заземленной через реактор), медленное газообразование в масляных трансформаторах и т.д. В этих случаях защита, как правило, действует на сигнал дежурному персоналу для принятия конкретных мер.

Основным видом аварий в СЭС являются короткие замыкания, поэтому аппараты отключения должны обладать соответствующей отключающей способностью. К таким аппаратам относятся плавкие предохранители высокого и низкого напряжений, автоматические выключатели ВН и НН, управляемые встроенными в привод расцепителями или релейной защитой соответственно.

Наиболее часто в СЭС применяют следующие защиты: максимальную токовую, минимального напряжения, дифференциальную, направленную, газовую, термическую.

Для каждого элемента СЭС обычно предусматривают основную и резервную защиты, причем последняя должна действовать при отказе основной защиты.

Защита должна обладать:

1) избирательностью (селективностью), т.е. отключать только поврежденный элемент;

2) быстродействием (мгновенная $t_{c.з} < 0,05$ с; быстродействующая $0,05$ с $< t_{c.з} < 0,2$ с);

3) чувствительностью:

$$k_q = \frac{I_{k.min}}{I_{c.з}}, \quad (17.1)$$

где $t_{c.з}$ - время срабатывания защиты;

k_q - коэффициент чувствительности;

$I_{k.min}$ - минимальный ток КЗ в зоне действия защиты;

4) надежностью, т.е. срабатывать во всех необходимых случаях. Надежность характеризуется вероятностью безотказной работы,

Защита плавкими предохранителями

Плавкие предохранители считаются одними из наиболее простых и надежных по конструкции аппаратов защиты максимального тока в сетях напряжением до 1 кВ и 6-10 кВ.

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электрооборудования от токов КЗ и перегрузок. Основными характеристиками его являются номинальный ток предохранителя $I_{ном}$, номинальный ток плавкой вставки - $I_{вст.ном}$, номинальное напряжение предохранителя $U_{нои}$, номинальный ток отключения предохранителя $I^{отк}$, времятоковая характеристика предохранителя.

Выбор предохранителей производят по условиям:

$$\begin{aligned} U_{ном} & \geq U_c & \text{в} \\ I_{ном} & \geq I_{р.мах} & \text{э} \\ I_{отк} & \geq I_{к.мах} & \text{ю} \end{aligned} \quad (17.2)$$

Плавкую вставку для инерционных предохранителей выбирают по длительно допустимому току линии:

$$\begin{aligned} I_{вст.ном} & \geq I_{р.мах} & \text{в} \\ I_{вст.ном} & \geq \frac{I_n}{K_1} & \text{э} \\ & & \text{ю} \end{aligned} \quad (17.3)$$

где U_c - номинальное напряжение сети;

$I_{к.мах}$ - максимальный ток КЗ сети;

$I_{р.мах}$ - максимальный рабочий ток сети;

$I_n = I_n \cdot \zeta_{ном}$ - пусковой ток одного двигателя;

K_n - кратность пускового тока;

$I_{ном}$ - номинальный ток двигателя, А;

K_1 - коэффициент перегрузки, учитывающий превышение тока двигателя сверх номинального значения в режиме пуска и принимаемый 1,6-2 для тяжелых и 2,5 для легких условий пуска.

Для группы двигателей вместо пускового тока принимают пиковый ток:

$$I_{\text{пик}} = (I_{\text{р1}} - I_{\text{ном.мах}} \cdot k_n) + (I_{\text{п}} - 1) \cdot I_{\text{ном.мах}}, \quad (17.4)$$

где $I_{\text{ном.мах}}$ - номинальный ток наибольшего по мощности двигателя в группе;

$I_{\text{р1}}$ - расчетный ток группы двигателей;

k_n - коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

Ток плавкой вставки предохранителя, защищающего конденсаторную батарею, выбирают с учетом отстройки от токов включения и разряда конденсаторов:

$$I_{\text{вст.ном}} \geq 1,6 \cdot n \cdot \frac{Q_{\text{к.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \quad (17.5)$$

где n - общее количество конденсаторов в батарее во всех фазах, шт.;

$Q_{\text{к.ном}}$ - номинальная мощность одного конденсатора, квар;

$U_{\text{л}}$ - линейное напряжение сети, кВ.

Достоинством плавких предохранителей, кроме простоты и надежности конструкции, считают также возможность обеспечения избирательности срабатывания при сохранении быстродействия защиты в разомкнутых и замкнутых сетях, а также малую стоимость.

К недостаткам плавких предохранителей следует отнести следующие:

- возможность работы защищаемых приемников в неполнофазных режимах, вызванных отключением одной или двух фаз, обусловленным независимой работой предохранителей каждой фазы;

- одноразовость срабатывания предохранителя и, как следствие, значительное время на замену предохранителя;

- сложность обеспечения избирательности действия при работе с другими защитными аппаратами из-за нечеткости срабатывания плавкого предохранителя, вызванной разбросом характеристик.

Расчеты защит линий 6 и 10 кВ сельских, городских и промышленных электрических сетей

Защита кабельных в воздушных линий 6-10 кВ

На территории промышленного предприятия, микрорайона или жилого массива распределительные сети 6-10 кВ выполняются, главным образом, кабельными. Воздушные линии напряжением 6-10 кВ прокладываются по территории как исключение и обычно применяются для питания внеплощадочных объектов.

Эти сети достаточно часто повреждаются. Основными видами повреждений являются:

а) пробой изоляции кабельных линий вследствие нарушений концевых и промежуточных разделок, механических повреждений, разрушение защитных оболочек в коррозионных средах, неправильного действия персонала (включение на короткую) и т.п.;

б) поломки или перекрытие изоляторов воздушных линий в результате перенапряжений и загрязнений, механических повреждений опор, замыкания передвигаемыми механизмами и др.

Результатом повреждений в большинстве случаев являются замыкания одной из фаз на землю. Поскольку в системе с изолированной нейтралью (6-10 кВ) после замыкания одной фазы неповрежденные фазы оказываются под линейным напряжением по отношению к земле, а также вследствие разрушения изоляции за счет перегрева в кабелях, однофазные замыкания могут перейти в двухфазные и трехфазные замыкания или двойные замыкания на землю.

Основные условия расчета максимальной токовой защиты линий

Защита от коротких замыканий линий 6 и 10 кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью максимальных токовых защит.

В соответствии с применяемыми типами реле максимальные токовые защиты могут иметь независимое от тока время срабатывания (реле тока типа РТ-40 и реле времени типа РВ или РВМ) или обратно зависимое от тока время срабатывания (реле токов РТ-80, ЛТЗ, РТВ). Последние имеют ограниченно зависимую характеристику $t_p = f(I_p)$ причем переход на независимую часть характеристики происходит у разных типов реле при различных кратностях тока I_p по отношению к току срабатывания реле $I_{c.p}$. Сокращенно эти защиты называют с зависимой (рис. 40) или независимой (рис. 40) характеристикой. В настоящее время чаще применяются микропроцессорные защиты, которые могут иметь как зависимую, так и независимую характеристику $t_p = f(I_p)$.

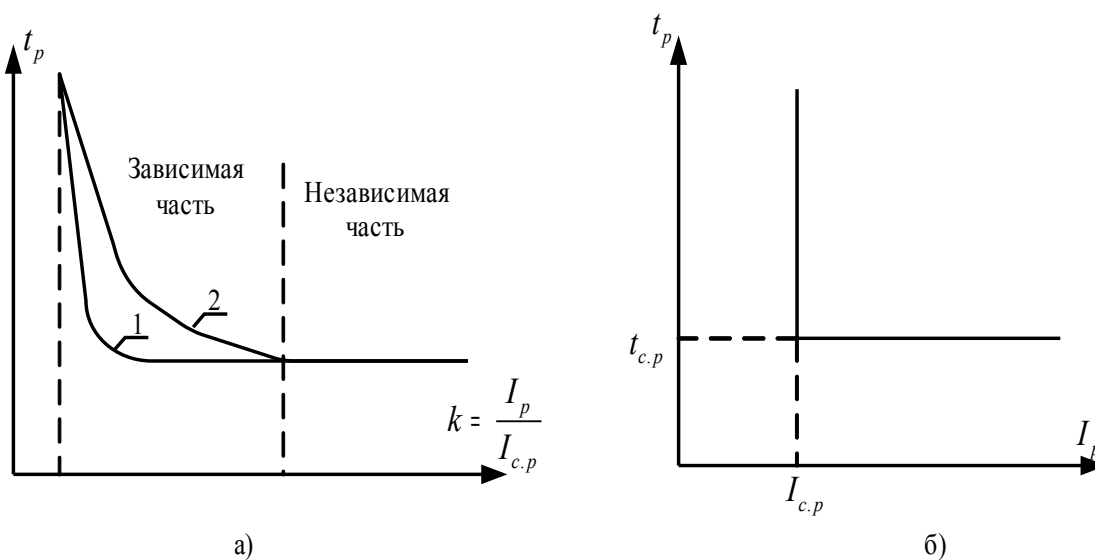


Рис. 40. Зависимые от тока характеристики срабатывания максимальной токовой защиты: а) 1 - с реле типа РТ-80; 2 - с реле типа РТВ; б) независимые характеристики

Более пологие характеристики позволяют обеспечить селективность защиты с плавкими предохранителями и автоматами относительно мощных от-

ходящих присоединений. Более крутые характеристики позволяют наилучшим образом произвести согласование с независимыми защитами питающих элементов.

Расчет максимальной токовой защиты заключается в выборе тока срабатывания защиты (первичного), тока срабатывания реле (для принятой схемы защиты и типа реле), времени срабатывания защиты (с независимой характеристикой) или характеристики срабатывания токовых реле (для защиты с зависимой характеристикой).

Кроме того, производится расчетная проверка трансформаторов тока, а также проверка термической стойкости защищаемого элемента при выбранном времени срабатывания защиты.

Выбор тока срабатывания

Уставки по току срабатывания максимальной токовой защиты должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты на отключение защищаемой линии при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия (по току и по времени) с защитами питающих («последующих») и отходящих («предыдущих») элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной защищаемой зоне и в зоне резервирования.

1. Условие несрабатывания на отключение при послеаварийных перегрузках. Для того чтобы обеспечить это условие, следует рассмотреть возможные послеаварийные режимы.

а) *Отключение с выдержкой времени близкого трехфазного КЗ на отходящем элементе* (рис. 41). В момент КЗ происходит запуск реле защит 2 и 1, но из-за разного времени действия прежде срабатывает защита 2. Ток, проходящий через защиту 1 после отключения КЗ, может оказаться значительно

большим, чем перед аварией. Это объясняется тем, что двигатели нагрузки (Н) подстанции 2, затормозившиеся или остановившиеся во время снижения напряжения при КЗ, начинают запускаться после восстановления напряжения. Такой процесс называется *самозапуском*, а коэффициент, показывающий, во сколько раз при этом может увеличиться рабочий ток предаварийного режима питающего элемента Л1 (рис. 42), называется коэффициентом самозапуска ($k_{сзн}$).

Процесс самозапуска может продолжаться 10-15 с, и поэтому целесообразно обеспечивать несрабатывание защиты 1 путем увеличения ее времени действия.

Несрабатывание максимальной защиты на отключение достигается выбором тока возврата токовых реле, большим, чем наибольший ток в режиме самозапуска. Обозначив отношение тока возврата к току срабатывания реле коэффициентом возврата ($k_в$), получаем известное выражение для выбора тока срабатывания максимальной токовой защиты:

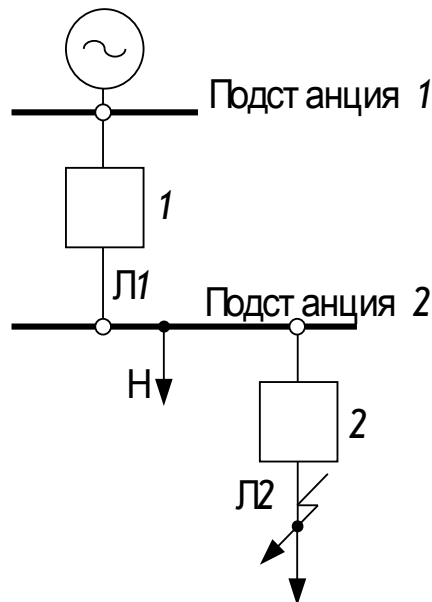


Рис. 41. Схема сети с односторонним питанием и одиночными линиями: 1,2 – защиты линий; Н – нагрузка

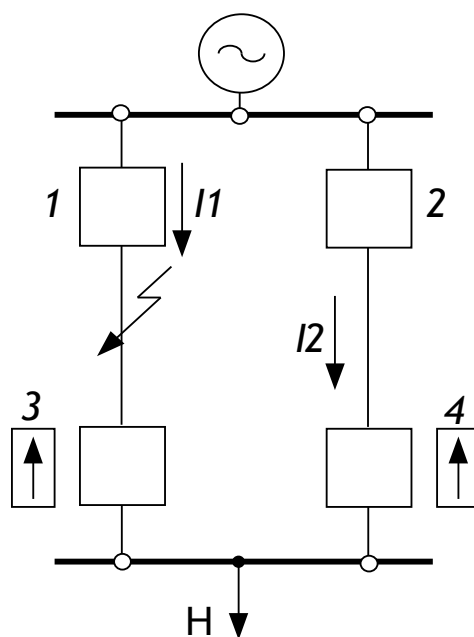


Рис. 42. Схема сети с одним источником питания и параллельными линиями: 1,2 –ненаправленные защиты линий; 3,4 – направленные защиты линий; *H* – нагрузка

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.зн} \cdot I_{р.маx}}{k_g}, \quad (17.6)$$

где k_n - коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом (для РТ-40 и РТ-80 принимается равным 1,1-1,2, для РТВ (1,2-1,4) для микропроцессорной защиты (МПЗ) марки «Сириус» фирмы радиус (1,1));

k_g - коэффициент возврата: 0,8-0,85 (реле РТ-40, РТ-80, РТ-90), 0,6-0,7 (РТВ), 0,95-0,92 (МПЗ «Сириус»);

$k_{с.зн}$ - коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров, и параметров защиты.

б) *Восстановление питания действием АПВ или АВР после бестоковой паузы.* При восстановлении напряжения после перерыва питания (бестоковой паузы), например подстанции 1 (рис. 41) по линии Л1 за счет самозапуска нагрузки *H* и нагрузки линии Л2 может проходить ток, больший, чем $I_{р.маx}$ этой

линии, в $k_{c.зн}$ раз. Отстройка максимальной защиты 1 линии обеспечивается выбором тока срабатывания по выражению:

$$I_{c.з} \geq k_n \cdot k_{c.зн} \cdot I_{p.max} . \quad (17.7)$$

Для снижения токов самозапуска (и снижения $k_{c.зн}$) в режиме после АПВ или АВР могут применяться различные способы, уменьшающие число двигателей, участвующих в самозапуске (использование поочередного АВР, использование защиты минимального напряжения для отключения менее ответственных двигателей).

в) *Отключение параллельно работающего элемента.* В тех случаях, когда применяется параллельная работа линий, наиболее тяжелым случаем является отключение с выдержкой времени тока КЗ на одном из двух параллельно работающих элементов (рис. 43). Значение $I_{p.max}$ принимается с учетом максимально допустимой перегрузки оставшегося в работе элемента. В зависимости от вида защищаемого элемента перегрузка допускается в пределах 20-40 % номинального тока (для кабелей 6 и 10 кВ и силовых трансформаторов) или совсем не допускается (кабели выше 10 кВ и реакторы).

г) *Автоматическое включение дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР.* При нормальной работе двух элементов (рис. 44), каждого со своей нагрузкой и действии АВР после отключения одного из них (Л1 или Л2), по оставшемуся элементу будет проходить рабочий ток и ток самозапуска нагрузки отключившегося элемента.

Отстройка максимальной защиты оставшегося элемента может быть обеспечена при определении тока срабатывания защиты (линии Л1) по выражению:

$$I_{c.з_Л1} \geq k_m \cdot \left(k_{c.зн} \cdot I_{p.max_Л2} + I_{p.max_Л1} \right)$$

где k_m - коэффициент, учитывающий увеличение тока Л1 из-за понижения напряжения при подключении к ней затормозившихся двигателей, ранее питавшихся по линии Л2. Значение этого коэффициента в приближенных рас-

четах может приниматься в пределах 1,5-2; при более точных расчетах следует определить суммарный ток самозапуска.

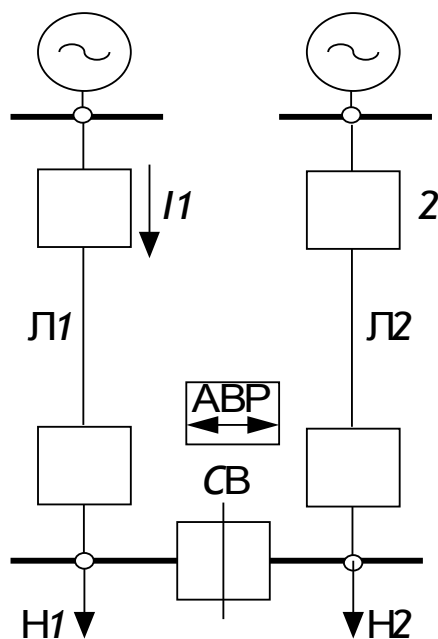


Рис. 43. Схема раздельной работы двух линий с устройством АВР двустороннего действия на секционном выключателе (СВ); Н1, Н2 - нагрузки первой и второй секций приемной подстанции

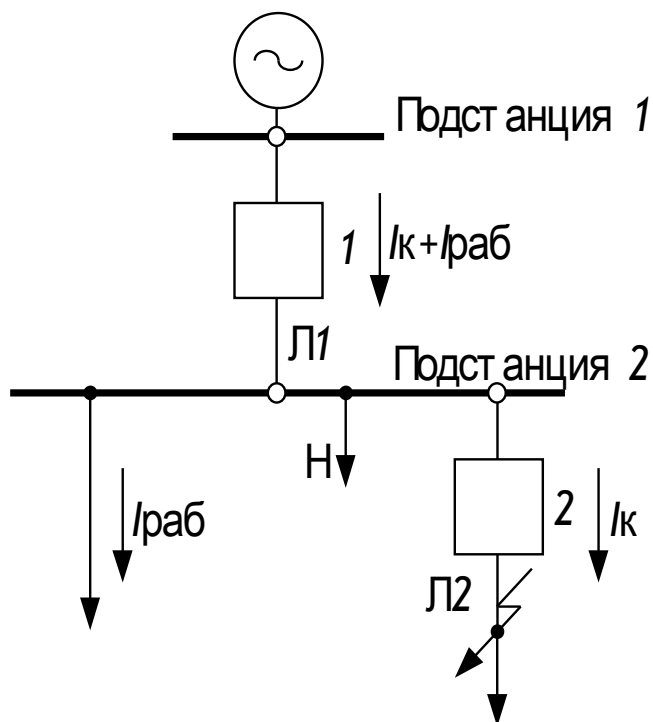


Рис. 44. Токораспределение при удаленном КЗ в сети с односторонним питанием: 1 – последующая защита; 2 – предыдущая защита

2. Условие согласования чувствительности защит (согласование по току). В ПУЭ указано, что в тех случаях, когда возможно действие защиты последующего элемента из-за отказа вследствие недостаточной чувствительности защиты предыдущего элемента, чувствительность этих защит необходимо согласовывать между собой. Это согласование заключается в выборе таких параметров срабатывания (в данном случае токов срабатывания), при которых последующая защита, расположенная ближе к источнику питания, имела бы больший ток срабатывания, т.е. была бы менее чувствительна, чем предыдущая защита, расположенная дальше от источника. Соблюдение этого условия обеспечивает селективную работу последующей защиты при КЗ в зоне действия предыдущей защиты, когда токи КЗ близки по значению к токам срабатывания защит. Такие значения токов КЗ могут иметь место при КЗ через переходные сопротивления, при повреждениях в обмотках трансформаторов, реакторов, электродвигателей.

При согласовании чувствительности защит необходимо учитывать возможность существенного влияния токов нагрузки, имея в виду, что при удаленных КЗ на одном из предыдущих элементов (Л2) и токов нагрузки $I_{раб}$ остальных неповрежденных элементов.

В распределительных сетях 6 и 10 кВ соотношения индуктивного (x) и активного ($г$) сопротивлений линий таковы, что углы между напряжением и током при КЗ ($\varphi_k = \varphi_n$) близки углам между напряжением и током в нормальном режиме нагрузки ($\varphi_{раб}$). Поэтому при расчетах максимальных защит в распределительных сетях допустимо токи КЗ (I_k) и токи нагрузки ($I_{раб}$) складывать арифметически. Возможные погрешности (в пределах до 10 %) могут только улучшить условия согласования.

3. Обеспечение чувствительности защиты. Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности (k_v). Для защит линий с включением реле на разность фазных токов и для защит трансформаторов расчет k_v , целесообразно определять по вторичным токам:

$$k_q = \frac{I_{p.\min}}{I_{c.p}}, \quad (17.8)$$

где $I_{p.\min}$ - ток в реле при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы (значение его зависит от вида КЗ, схемы максимальной токовой защиты), $I_{c.p}$ - ток срабатывания реле (уставка), который определяется по формуле:

$$I_{c.p} = I_{c.p} \cdot \frac{k_{cx}}{k_{mm}}, \quad (17.9)$$

где k_{cx} - коэффициент схемы при симметричном режиме;

k_{mm} - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для схем соединения трансформаторов тока в звезду $k_{cx}=1$; для схем, соединенных в треугольник и на разность токов двух фаз $k_{cx} = \sqrt{3}$.

Для защит, выполненных на токовых реле, с независимой характеристикой тока срабатывания (например, типа РТ-40 или «Сириус»), $I_{c.p}$ может быть принято за окончательное. Для защит с токовым реле, имеющими ступенчатую регулировку тока срабатывания (например, типов РТ-80, РТ-90, РТВ), необходимо подобрать ближайшее большее значение тока уставки.

Для схем защиты линий с включением реле на фазные токи k_q определяется:

$$k_q = \frac{I_{k.\min}}{I_{c.p}}. \quad (17.10)$$

Для основной зоны обязательно значение $k_q \geq 1,5$, а для зоны резервирования $k_q \geq 1,2$.

Если по расчету оказывается $k_q < 1,5$, необходимо изменить схему максимальной защиты, либо заменить ее на более совершенную, или уменьшить основную зону защиты (установка секционного выключателя с защитой).

Условия расчета токовой отсечки на линиях и трансформаторах

Отсечка без выдержки времени (селективная). По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается большим максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{с.от} \geq k_p \cdot I_{р.маx}^{(3)}, \quad (17.11)$$

где $I_{р.маx}^{(3)}$ - ток, который определяется при максимальном режиме питающей системы (когда сопротивление системы минимально возможное), а для трансформаторов с регулированием напряжения дополнительно следует принимать и минимально возможное сопротивление защищаемого трансформатора при крайнем положении его регулятора напряжения.

Кроме условия (17.11), должна быть обеспечена отстройка токовой отсечки от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов. При расчете токовой отсечки для трансформатора по условию (17.11) одновременно обычно выполняется и отстройка от броска тока намагничивания этого трансформатора.

При расчете токовой отсечки для линии, от которой питается несколько трансформаторов, необходимо обеспечить отстройку от КЗ за каждым из трансформаторов на ответвлениях (если они имеются) и дополнительно проверить надежность отстройки токовой отсечки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям:

$$I_{с.от} \geq (4 \div 5) \cdot e \cdot I_{ном.тр}, \quad (17.12)$$

$$e \cdot I_{ном.тр} = \frac{e \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (17.13)$$

где $e \cdot S_{ном.тр}$ - сумма номинальных мощностей всех трансформаторов, питающихся по линии;

$U_{ном}$ - среднее номинальное напряжение линии.

Для отсечек с мгновенными токовыми реле (типа Ff-40) и промежуточными реле, общее время срабатывания которых примерно 0,1 с, допустима меньшая уставка, чем по условию (17.12):

$$I_{c.онм} \geq (3 \text{ ÷ } 4) I_{н} \quad (17.14)$$

2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени. На неактивных линиях 6-10 кВ с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций с синхронными генераторами, а также от шин подстанций, питающих крупные синхронные двигатели, токовые отсечки должны выполняться без выдержки времени. Зона их действия должна выбираться из условия быстрого отключения всех КЗ, вызывающих снижение напряжения на этих шинах ниже 0,5-0,6 номинального. Для обеспечения этого требования допускается выполнять отсечку неселективной, т.е. разрешать ее срабатывание при КЗ не только на защищаемой линии, но и на других линиях и трансформаторах, питающихся по защищаемой линии. Неселективная отсечка должна применяться в сочетании с устройствами АПВ или АВР, исправляющими полностью или частично ее неселективное действие.

Ток срабатывания неселективной отсечки $I_{c.o}$ выбирается прежде всего из условия ее надежного срабатывания в той зоне, где трехфазные КЗ вызывают снижение напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения остаточного напряжения $U_{ост}$ (рис. 9, а). Значение $I_{c.o}$ (в амперах) определяется по выражению:

$$I_{c.o} \leq \frac{U_{c.min}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot (z_{c.min} + k_o \cdot z_{c.max})}, \quad (17.15)$$

где $U_{c.min}$ - междуфазное напряжение (э.д.с.) питающей энергосистемы в минимальном режиме ее работы (может приниматься 0,9-0,95 номинального напряжения), В;

$z_{c.min}$ - сопротивление энергосистемы (в минимальном режиме) до места установки отсечки, Ом;

k_o - коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки рассчитываемой отсечки от удаленности трехфазного КЗ ($z, = M, \lll$), определяется по зависимости $U_{*ост} = f(k_o)$ (рис. 9, б);

k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1-1,2. Значения $U_{*ост}$ необходимые для обеспечения устойчивой работы синхронных машин и различных категорий потребителей.

Неселективные отсечки могут применяться также для обеспечения термической стойкости защищаемой линии, главным образом, при малых сечениях проводов.

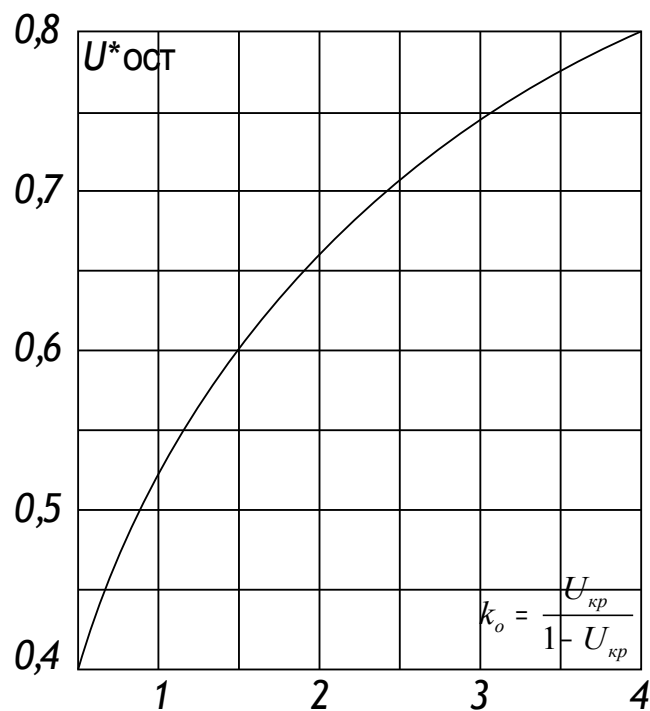
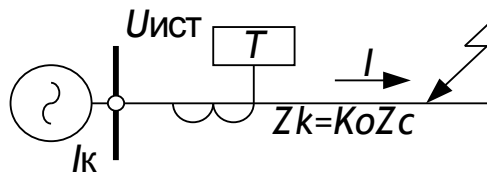


Рис. 45. Расчетная схема и зависимость $U_{*ост} = f(k_o)$

Обязательным условием применения неселективных отсечек является обеспечение успешного действия АПВ после срабатывания отсечки. Для этого необходимо:

а) выполнить согласование чувствительности неселективной отсечки линии с предохранителями, автоматами или быстродействующими защитами всех элементов, питающихся по этой линии (трансформаторов, линий, двигателей и т.п.) и расположенных в зоне действия неселективной отсечки; это необходимо для того, чтобы при КЗ на любом из этих элементов плавкие вставки предохранителей сгорели раньше, или защита сработала раньше, или хотя бы одновременно со срабатыванием неселективной отсечки питающей линии;

б) обеспечить отстройку неселективной отсечки от броска тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся по защищаемой линии;

в) обеспечить отстройку неселективной отсечки от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения любого из трансформаторов, подключенных в зоне действия отсечки, а если это невозможно, то выполнить согласование (п. «а») с защитными устройствами всех элементов, питающихся от шин низшего (среднего) напряжения этих трансформаторов.

При правильно выбранных уставках неселективная работа отсечки будет исправляться успешным действием АПВ.

3. Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов, т.е. $t_{c.o} \approx 0,4 \text{ ÷ } 0,5 \text{ с}$ (для МПЗ 0,3-0,35 с). Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

а) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ, например, при КЗ в конце зоны отсечки предыдущей линии (Л2) или за трансформатором приемной подстанции, на которой установлена быстродействующая защита (рис. 46, а и в),

б) значения k_n могут приниматься значительно меньшими, чем указано в таблице, так как за время $t_{c.o} = 0,4$ с аperiodическая составляющая тока КЗ в распределительных сетях практически полностью затухает; поэтому принимают $k_n = 1,1 \text{ ё } 1,2$ независимо от типа реле;

в) не требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

Отсечка без выдержка времени на блоках: линия - трансформатор и на токопроводах (с реактированными ответвлениями). Ток срабатывания выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором или за реакторами ответвлений.

Чувствительность и зона действия токовых отсечек. Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты, чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения, как правило, двухфазного к.з., вместе установки отсечки в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. При этом k_q должен быть около 2,0.

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях и выполняющих функции дополнительных защит, коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме

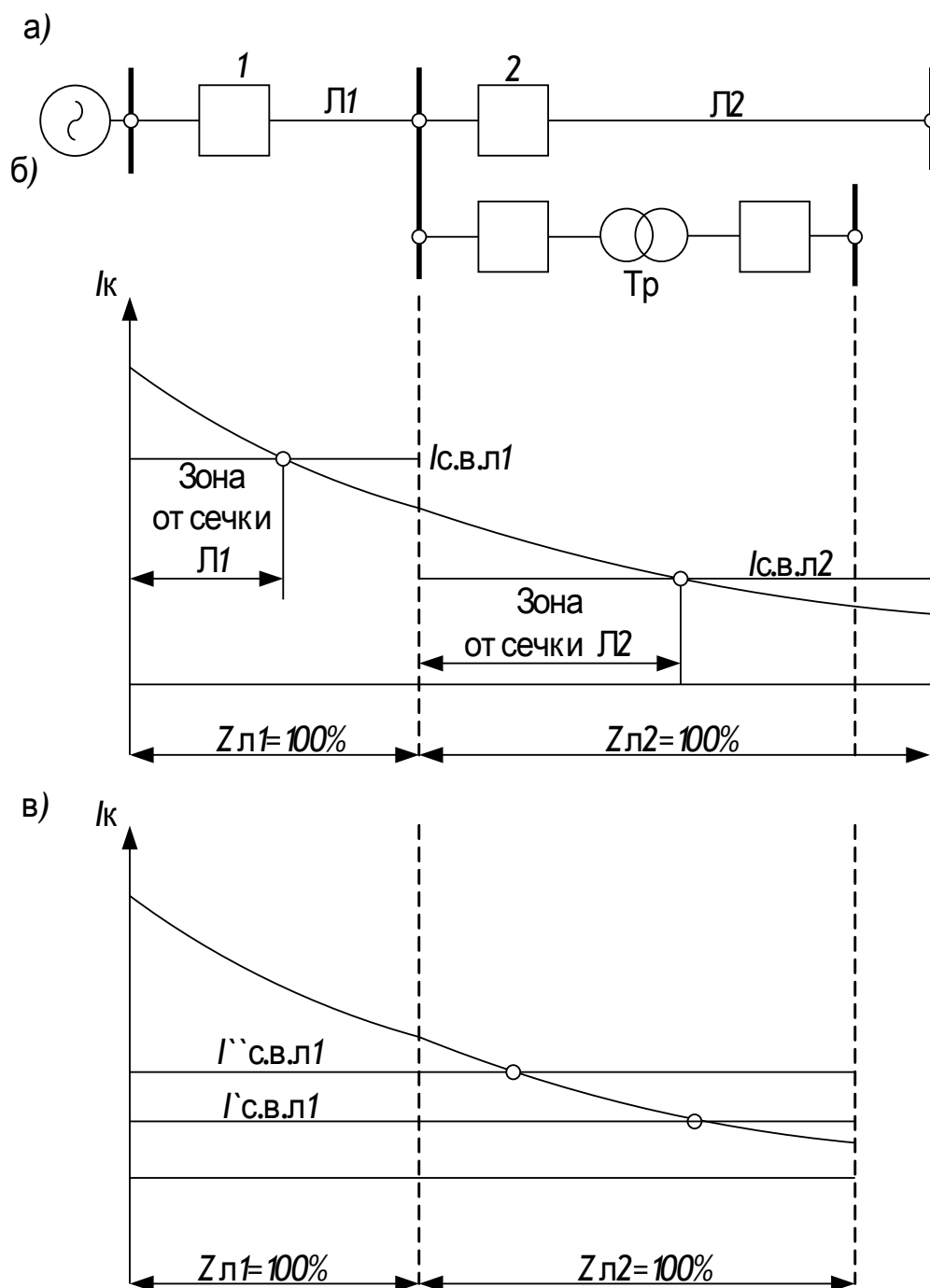


Рис. 46. Примеры графического определения зон действия токовых отсечек; *а* – схема сети; *б* – определение зон действия мгновенных токовых отсечек линий Л1 и Л2; *в* – определение зон действия отсечки $t_c = 0,4$ с линии Л1

Полезно определить расчетом и *зону действия отсечки*, т.е. часть линии от места установки отсечки до той расчетной точки на линии, где отсечка при КЗ работает $k_q = 1$. Зона действия отсечки тем больше, чем больше сопротивление защищаемой линии по сравнению с сопротивлением питающей

энергосистемы. При максимальном режиме работы энергосистемы зона действия отсечки окажется больше, чем при минимальном.

Определение зон действия мгновенных отсечек линий Л1 и Л2, отстроенных от КЗ в конце соответствующей линии, показано на рис. 46, б.

Графическое определение зон действия отсечек менее точно, чем аналитическое, но значительно более наглядно. Для графического определения должна быть построена кривая изменения тока, протекающего через защиту при перемещении точки трехфазного КЗ по линии (кривая спада тока КЗ) в нормальном режиме питающей энергосистемы. Кривая может быть достаточно точно построена по трем точкам КЗ: в начале, в середине и в конце защищаемой линии. Зона действия отсечки определяется абсциссой точки пересечения кривой спада тока и ординаты, соответствующей выбранному току срабатывания отсечки. На рис. 46, в показано определение зон действия отсечки с временем срабатывания $t_{c.o} = 0.4$ с на линии Л1: для тока $I_{\check{c}.o}$, выбранного по условию отстройки от КЗ за трансформатором Т, и для тока $I_{\check{c}.o}$, согласованного с током срабатывания мгновенной отсечки на линии Л2.

Принимается больший из токов срабатывания ($I_{\check{c}.o}$ и $I_{\check{c}.o}$), но и при этом токе зона действия отсечки с $t_{c.o} = 0.4$ с значительно возрастает по сравнению с зоной мгновенной отсечки (рис. 46, б).

Чувствительность отсечек без выдержки времени на блоках: линия-трансформатор или на токопроводах с реактированными ответвлениями проверяется при двухфазных КЗ в конце линии или в наиболее удаленной точке токопровода. Если $k_q > 1,5$, то отсечка считается основной быстродействующей защитой линии или токопровода.

Недостатком всех токовых отсечек является зависимость значения коэффициента чувствительности и длины защищаемой зоны от режима работы питающей энергосистемы.

Защита трансформаторов напряжением 6-10/0,4 кВ

Основными видами повреждений и ненормальными режимами трансформаторов напряжением 6-10/0,4 кВ и мощностью 100 ÷ 2500 кВА являются следующие:

- междуфазные КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания: на землю и между витками одной фазы;
- внутренние повреждения, называемые «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи;
- внешние КЗ, при которых через обмотки трансформатора могут проходить токи, превышающие номинальные, что приводит к нагреву изоляции обмоток и ее старению и повреждению;
- перегрузка трансформаторов;
- недопустимое понижение уровня масла в трансформаторе, которое может произойти при повреждении бака (кожуха) трансформатора.

Типы защит трансформатора 6-10/0,4 кВА и токовые цепи с включением максимальных реле тока этих защит показаны на рис 47.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов предусматриваются следующие типы релейной защиты (рис. 47):

- максимальная токовая защита со стороны питания (1) - от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних к.з;
- токовая отсечка без выдержки времени от КЗ всех видов на выводах трансформатора со стороны питания (2);
- газовая защита (3) - от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, начиная с мощности 630 кВА и более для внутрицеховых понижающих трансформаторов. У герметически закрытых трансформаторов (типа ТМЗ, ТСЗ, ТМЗ), неимеющих расширительного бака, вместо газового реле применяют реле давления;
- специальная токовая защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нулевом проводе (нейтраль) трансформатора (4), отодно-

фазных КЗ на землю в сети 0,4 кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью;

- максимальная токовая защита от перегрузки (5). Устанавливается на трансформаторах мощностью от 400 кВА и выше, у которых возможна перегрузка после срабатывания устройства АВР, действует на сигнал;

- защита (сигнализация) от однофазных замыканий в обмотке или на выводах трансформатора (6), а также на питающей линии 6-10 кВ.

Выдержка времени защиты согласуется с временем действия защит отходящих линий. Чувствительность защиты проверяется по минимальному току однофазного КЗ в сети 0,4 кВ.

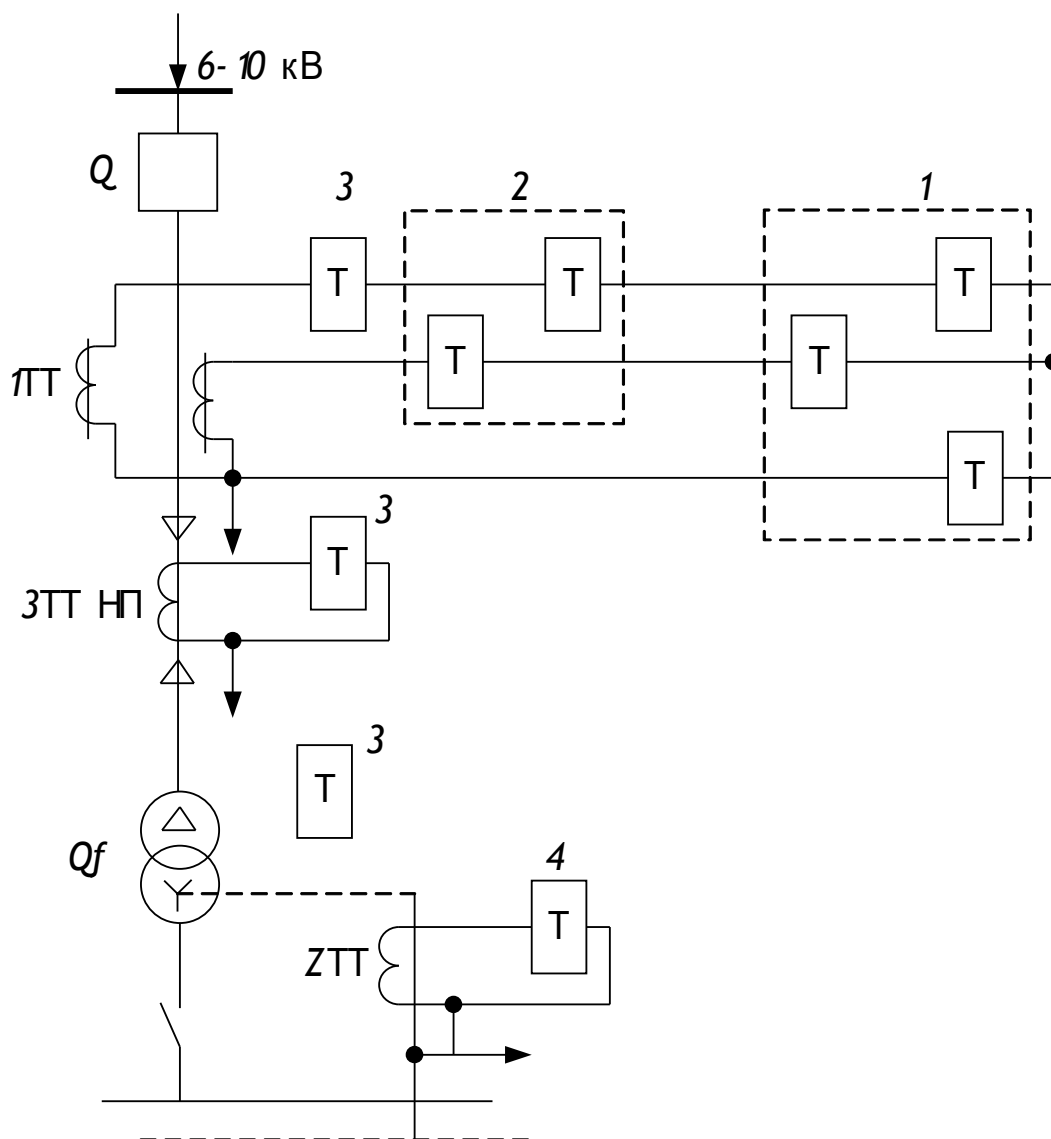


Рис. 47. Типы защит трансформаторов 6-10/0,4 кВ

В четырехпроводной системе со стороны 0,4 кВ однофазные КЗ на землю и замыкание фазы на нулевой провод сопровождаются значительными токами повреждения и представляют опасность для трансформатора, поэтому защита при указанных повреждениях на стороне низкого напряжения трансформаторе должна действовать на отключение. Цеховой трансформатор со схемой соединения обмоток звезда - звезда с заземленной нейтралью рассчитан на продолжительный ток загрузки нейтрали не более 25 % номинального тока обмотки НН $I_{ном.т.НН}$. При этом на одной из фаз ток не должен превышать номинальное значение более чем на 5 %. Поэтому ток срабатывания реле выбирают по условию:

$$I_{с.р} = \frac{0,25 \psi k_n \psi k_{пер} \psi I_{ном.т.НН}}{k_\epsilon \psi k_{mm}}, \quad (17.16)$$

где $k_{пер}$ - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора; $k_n = 1,1 \text{ ÷ } 1,2$.

Выдержки времени защиты согласуются с временем действия защит отходящих линий. Чувствительность защиты проверяется по минимальному току однофазного КЗ в сети 0,4 кВ:

$$I_{к.мин} = I_{к}^{(1)} \approx \frac{3 \psi U_\phi}{Z_n + Z_m / 3}, \quad (17.17)$$

где U_ϕ - фазное напряжение сети, В;

Z_n - полное сопротивление петли фаза-нуль, мОм;

Z_m - полное сопротивление трансформатора, мОм.

Чувствительность считается достаточной, если $k_\epsilon \geq 1,5$.

При повреждении в сети напряжением до 1 кВ трансформатора со схемой соединения треугольник – звезда с заземленной нейтралью токи однофазного и трехфазного КЗ соизмеримы и повреждения должны отключаться защитой от внешних КЗ трансформатора.

Ток срабатывания ТО от междуфазных КЗ выбирается по условию:

$$I_{сз}^{ТО} = k_n \psi I_{н0}, \quad (17.18)$$

где I_{n0} - максимальный ток внешнего трехфазного КЗ, определяемый при повреждениях на шинах НН за трансформатором; $k_n = 1,2 \text{ ÷ } 2$.

Токовая отсечка без выдержки времени обычно оказывается отстроенной от бросков тока намагничивания трансформатора.

Ток срабатывания МГЗ от перегрузки выбирается по условию:

$$I_{c.p} = \frac{k_n}{k_\epsilon} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{k_{mm}}, \quad (17.19)$$

где $I_{ном.ВН}$ - номинальный ток обмотки ВН; $k_n = 1,05$.

Выдержка времени принимается на ступень избирательности больше, чем время срабатывания защиты от внешнего КЗ.

Защита трансформаторов плавкими предохранителями

Трансформаторы 6-10/0,4 кВ городских и сельских распределительных электрических сетей мощностью до 630 кВА включительно плавкими предохранителями на стороне 6-10 кВ.

Высоковольтные предохранители типа ПКТ, установленные на них соответствующими плавкими вставками, обеспечивают защиту трансформатора от внутренних повреждений и между фазных КЗ на его выводах.

Защита от однофазных замыканий на землю на стороне 0,4 кВ осуществляется автоматическим выключателем или трансформатором тока в нулевом проводе.

Применение плавких предохранителей типа ПКТ для защиты трансформаторов особенно при последовательном их включении с выключателями нагрузки значительно упрощают и удешевляют всю электроустановку.

Методика выбора плавких предохранителей приведена в начале лекции.

ТЕМА 18. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Степени защиты электрооборудования

Стандарт распространяется на электротехнические изделия с напряжением не выше 72,5 кВ и устанавливает степени защиты, обеспечиваемые оболочками.

Степени защиты электротехнических изделий обозначают символом: IPXX где IP – начальные буквы указывающие, степень защиты, первая цифра – характеристика защиты персонала от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним и от соприкосновения с движущимися частями, расположенными внутри оболочки, и попадания внутрь твердых посторонних тел; вторая цифра – характеристика защиты от проникновения воды.

Если для изделия требуется указать степень защиты только одной цифрой, то пропущенную цифру заменяют буквой X, например IPX5, IP2X и т. д.

Степени защиты оболочек электрических машин: IP00, IP01, IP10, IP11, IP12, IP13, IP20, IP21, IP22, IP23, IP43, IP44, IP54, IP55, IP56.

Степени защиты силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и электрических реакторов, предназначенных для работы в электрических устройствах и сетях переменного тока частотой 50 Гц: IP00, IP10, IP11, IP13, IP20, IP21, IP22, IP23, IP30, IP31, IP32, IP33, IP34, IP41, IP43, IP44, IP54, IP55, IP65, IP66.

Степени защиты оболочек электрических аппаратов до 1 кВ: IP00, IP10, IP11, IP12, IP20, IP21, IP22, IP23, IP30, IP31, IP32, IP33, IP34, IP40, IP41, IP42, IP43, IP44, IP50, IP51, IP54, IP55, IP56, IP60, IP65, IP66, IP67, IP68.

Эти указания не распространяются на оболочки электрических машин и аппаратов, предназначенных для работы во взрывоопасной среде и в особых климатических условиях, а также на оболочки электробытовых приборов.

Таблица 42

Степени защиты электрооборудования

Первая цифра	Краткое описание	Определение
От соприкосновения и попадания твердых посторонних сил		

0	Защита отсутствует	Специальная защита отсутствует
1	Защита от твердых тел размером > 50 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки большого участка поверхности человеческого тела, например, руки, и твердых тел размером > 50 мм
2	Защита от твердых тел размером > 12 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки пальцев или предметов длиной более 80 мм и твердых тел размером > 12 мм
3	Защита от твердых тел размером > 2,5 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки инструментов, проволоки и т. д. диаметром или толщиной > 2,5 мм и твердых тел размером > 2,5 мм
4	Защита от твердых тел размером > 1 мм	Защита от проникновения внутрь оболочки проволоки и твердых тел размером > 1 мм
5	Защита от пыли	Проникновение внутрь оболочки пыли не предотвращено полностью. Однако пыль не может проникать в количестве, достаточном для нарушения работы изделия
6	Пыленепроницаемость	Проникновение пыли предотвращено полностью
От проникновения воды		
0	Защита отсутствует	Специальная защита отсутствует
1	Защита от капель воды	Капли воды, вертикально падающие на оболочку, не должны оказывать вредного воздействия на изделие
2	Защита от капель воды при наклоне до 15°	Капли воды, вертикально падающие на оболочку, не должны оказывать вредного воздействия на изделие при наклоне его оболочки на любой угол до Γ 5° относительно нормального положения
3	Защита от дождя	Дождь, падающий на оболочку под углом 60° от вертикали, не должен оказывать вредного воздействия на изделие

4	Защита от брызг	Вода, разбрызгиваемая на оболочку в любом направлении, не должна оказывать вредного воздействия на изделие
5	Защита от водяных струй	Струя воды, выбрасываемая в любом направлении на оболочку, не должна оказывать вредного воздействия на изделие
6	Защита от воли воды	Вода при волнении не должна попадать внутрь оболочки в количестве, достаточном для повреждения изделия
7	Защита при погружении в воду	Вода не должна проникать в оболочку, погруженную в воду, при определенных условиях давления и времени в количестве, достаточном для повреждения изделия
8	Защита при длительном погружении в воду	Изделия пригодны для длительного погружения в воду при условиях, установленных изготовителем
Примечание. При степени защиты 8 для некоторых типов изделий допускается проникновение воды внутрь оболочки, но без нанесения вреда изделию.		

Конструктивное выполнение трансформаторных и распределительных подстанций

Принципы компоновки и размещения трансформаторных и распределительных подстанций

Компоновка и конструктивное выполнение трансформаторных и распределительных подстанций производится на основании главной схемы электрических соединений.

Компоновка подстанции должна быть увязана с генеральным планом объекта электроснабжения, необходимо учитывать действующие строительные нормы, стандарты и размеры типовых элементов зданий.

Расположение подстанций напряжением выше 1 кВ должно учитывать и предусматривать удобный подвод автомобильной и, если требуется, желез-

ной дорог, удобные подходы и выходы воздушных линий электропередач и кабельных сооружений в требуемых направо лениях.

Компоновка электрооборудования, конструктивное выполнение, монтаж токоведущих частей, выбор несущих конструкций, изоляционные и другие минимальные расстояния выбираются таким образом, чтобы обеспечить:

- безопасное обслуживание оборудования в нормальном режиме работы установки;

- удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах;

- необходимую степень локализации повреждений при нарушении нормальных условий работы установки, обусловленных действиями дугового короткого замыкания;

- безопасный осмотр, смену и ремонт аппаратов и конструкций любой цепи при снятом с нее напряжении без нарушения нормальной работы соседних цепей, находящихся под напряжением;

- необходимую механическую стойкость опорных конструкций электрооборудования;

- возможность удобного транспортирования оборудования;

- максимальную экономию площади подстанции.

Территория подстанции должна иметь внешнее ограждение, однако ограждение может не предусматриваться для закрытых подстанций.

При проектировании электроустановок, содержащих маслонаполненное оборудование с количеством масла более 60 кг, должны обеспечиваться требования пожарной безопасности в соответствии с нормативными документами.

Каждая трансформаторная подстанция имеет три основных блока: распределительные устройства высшего напряжения, трансформатор, распределительные устройства низшего напряжения.

Распределительные устройства содержат коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства.

По конструктивному исполнению РУ трансформаторных и распределительных подстанций могут быть внутренними - закрытыми (ЗРУ) - с размещением электрооборудования в зданиях и наружными - открытыми (ОРУ) - с установкой электрооборудования на открытом воздухе.

Подстанции могут быть комплектными или сборными.

Комплектные подстанции изготавливаются на заводах и транспортируются к месту установки узлами и блоками без демонтажа оборудования. На месте монтажа производят установку узлов и блоков и присоединения между ними и к сетям электроснабжения.

Комплектное распределительное устройство - распределительное устройство, состоящее из шкафов, закрытых полностью или частично, или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде и предназначенное для внутренней установки.

Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) - это КРУ, предназначенное для наружной (открытой) установки.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП - для внутренней и КТПН - для наружной установки) - подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков КРУ или КРУН, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

На сборных подстанциях отдельные элементы изготавливаются на заводах и в электромонтажных организациях, доставляются к месту монтажа для сборки.

Камера (ячейка) - помещение, предназначенное для установки аппаратов и шин. Закрытая камера закрыта со всех сторон и имеет сплошные (несетчатые) двери. Огражденная камера имеет проемы, защищенные полно-

стью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями.

Особенности размещение трансформаторных и распределительных подстанций.

По месту нахождения на территории объекта различают следующие подстанции:

- отдельно стоящие на расстоянии от зданий;
- пристроенные, непосредственно примыкающие к основному зданию снаружи;
- встроенные, находящиеся в отдельных помещениях внутри здания, но с выкаткой трансформаторов наружу;
- внутрицеховые, расположенные внутри производственных зданий с размещением электрооборудования непосредственно в производственном или отдельном закрытом помещении с выкаткой электрооборудования в цехи.

В городских сетях напряжением 6-10 кВ применяют закрытые подстанции, оборудованные одним или двумя трансформаторами мощностью от 100 до 630 кВА (в некоторых случаях и большей мощности) каждый с первичным напряжением 6-10 кВ и вторичным напряжением 0,4/0,23 кВ с воздушными или кабельными вводами. В небольших поселках и в сельской местности часто подстанции с одним трансформатором мощностью до 400 кВА устанавливают открыто на деревянных или бетонных конструкциях. В городах с небольшой плотностью застройки широко применяют отдельно стоящие подстанции. В городах с большой плотностью застройки применяют двухтрансформаторные подстанции. Строительная часть подстанций выполняется из железобетона и кирпича.

В промышленных сетях напряжением 6-10 кВ в целях наибольшего приближения к электроприемникам рекомендуется применять внутренние, встроенные в здания или пристроенные к ним подстанции. Встроенные и пристроенные подстанции обычно располагаются вдоль одной из длинных

сторон цеха, желательнее ближайшей к источнику питания, или же при небольшой ширине цеха в шахматном порядке вдоль двух его сторон. Минимальное расстояние между соседними камерами разных внутрицеховых подстанций, а также между КТП допускается 10 м.

Внутрицеховые подстанции могут размещаться только в зданиях с первой и второй степенями огнестойкости и с производствами, отнесенными к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам. Число масляных трансформаторов на внутрицеховых подстанциях не должно быть более трех.

Эти ограничения не распространяются на трансформаторы сухие или заполненные негорючей жидкостью.

Отдельно стоящие ТП применяются, например, при питании от одной подстанции нескольких цехов, при невозможности размещения подстанций внутри цехов или у наружных их стен по соображениям производственного или архитектурного характера при наличии в цехах пожароопасных или взрывоопасных производств.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров главной понижающей подстанции в основном обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на генплане и в производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требованиях. Важно, чтобы ГПП располагалась, возможно, ближе к центру питаемых ею нагрузок. Намеченное место расположения уточняется по условиям планировки предприятия, ориентировочных габаритов и типа (отдельно стоящая, пристроенная, внутренняя, закрытая, комплектная) подстанции и возможности подвода высоковольтных линий от места ввода ЛЭП от энергосистемы к ГПП.

При выборе места расположения подстанции следует учитывать продолжительность работы приемников. Очевидно, что при одинаковой расчетной нагрузке, но различном числе часов работы подразделений завода подстанция должна быть расположена ближе к группе потребителей с

большей продолжительностью работы (с большим коэффициентом использования).

Допускается смещение подстанций на некоторое расстояние от геометрического центра питаемых ею нагрузок в сторону ввода от энергосистемы.

Распределительные подстанции напряжением 6-10 кВ также рекомендуется пристраивать или встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими трансформаторными подстанциями во всех случаях, когда это не вызывает значительного смещения ТП от центра их нагрузок. Выбор места РП в первую очередь определяется наличием двигателей напряжением выше 1 кВ или электропечей с трансформаторами. Если на объекте электроснабжения имеются потребители только напряжением до 1 кВ, питаемые от ТП, то место главной распределительной подстанции выбирается на генплане смещенным от центра нагрузки ближе к источнику питания. Если по условиям среды нельзя сделать встроенную или пристроенную РП, например, из-за взрывоопасных условий окружающей среды, то сооружается отдельное здание РП.

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Принцип комплектных электротехнических устройств с выдвижными блоками улучшает эксплуатацию электрооборудования. Вместо ревизии и ремонта электрического аппарата на месте установки в стесненных и неудобных условиях стало возможным быстрое отсоединение аппарата от схемы и ремонт его в условиях мастерских. Создание комплектных устройств с выдвижными блоками повысило эксплуатационную надежность: благодаря замене ремонтируемого блока на запасной появилась возможность работать во время ремонта блока на данном присоединении. При наличии штепсельных

разъемов такая замена производится в течение короткого времени без снятия напряжения с данного узла при полной безопасности обслуживающего персонала.

К комплектным распределительным устройствам напряжением до 1 кВ относятся распределительные щиты, посты управления, силовые пункты, щиты станций управления и т. п.

Конструктивное исполнение низковольтных комплектных устройств, НКУ:

- открытое распределительное устройство, когда на несущей конструкции установлена электрическая аппаратура, при этом части находящиеся под напряжением не защищены от внешних воздействий;

- защищенное с передней стороны, открытое устройство НКУ, имеющее с передней стороны защиту не менее IP2x, доступ к частям установки возможен с другой стороны;

- защищенное – НКУ в котором обеспечивается защита со всех сторон не менее IP2x;

- шкафное – защищенное НКУ, предназначенное в основном для установки на полу, такое устройство может иметь несколько секций или отсеков;

- многошкафное - защищенное НКУ, предназначенное в основном для установки на полу и имеющее несколько отдельных шкафов оборудования, соединенных механически;

- пультовое – защищенное НКУ с горизонтальной или наклонной поверхностью управления, сигнализации и измерения и т.п.;

- ящичное – защищенное НКУ, предназначенное для установки на вертикально поверхности (например, стене здания).

По месту установки НКУ подразделяют:

- для внутренней установки (внутри помещений);

- для наружной установки (вне помещения);

- стационарные (закрепленные на месте установки);

- передвижные, которые в процессе эксплуатации могут быть перемещены.

Распределительные щиты (панели). Распределительные щиты предназначены для приема и распределения электроэнергии переменного и постоянного тока напряжением до 1 кВ. Устанавливают их на трансформаторных и преобразовательных подстанциях, в машинных залах и на электростанциях. Щиты изготавливают в открытом и закрытом (шкафном) исполнении.

Щиты открытого исполнения состоят из панелей, устанавливаемых в специальных электротехнических помещениях. Щиты закрытого исполнения устанавливают в шкафах в цехах промышленных предприятий.

По условиям обслуживания щиты бывают с двусторонним обслуживанием и односторонним. Щиты с двусторонним обслуживанием часто именуют свободно стоящими, поскольку они требуют для обслуживания устройства проходов с двух сторон - с лицевой и задней, и, таким образом, их устанавливают в отдалении от стен. Щиты с односторонним обслуживанием принято называть прислонными, так как обычно их устанавливают непосредственно у стен помещения, обслуживают с лицевой стороны. Каркасы панелей в современных конструкциях щитов выполняют с применением различных профилей из листовой стали.

В качестве коммутационных и защитных аппаратов на щитах устанавливают рубильники, предохранители, блоки выключатель - предохранитель, выключатели. Для обеспечения автоматической работы по схеме АВР на щитах устанавливают релейную аппаратуру.

Распределительные щиты серии ЩО-70 предназначены для распределения электроэнергии трехфазного тока напряжением 380 В Гц с глухозаземленной нейтралью, служащих для приема и распределения электроэнергии, а также защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания. Их применяют в качестве распределительных щитов трансформаторных подстанций, главных распределительных щитов промышленных и общественных зданий. Щиты рассчитаны на одностороннее обслуживание, защит-

ных ограждений сверху и сзади не имеют. Щиты комплектуются из вводных, линейных, секционных и торцовых моделей. Указанные распределительные панели выпускаются Иркутским заводом низковольтных устройств.

Для смены предохранителей, осмотра и ремонта аппаратуры на каждой панели, кроме секционных, на фасадной стороне предусмотрена одностворчатая дверь, на которой установлены приводы рубильников или кнопки управления выключателей.

Для присоединения трех или четырех кабелей к аппаратам на номинальные токи 630 и 1000 А в панелях предусмотрены шинные сборки.

Ошиновка панелей ЩО70, ЩО91 имеет электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания и составляет:

- 30 кА для панелей ЩО70-1 (комплектование щитов мощностью до 630 кВА);
- 50 кА для панелей ЩО70-2, ЩО70-3, ЩО91 (комплектование щитов мощностью свыше 630 кВА).

По назначению панели распределительных щитов делят на:

- линейные;
- вводные;
- секционные;
- вводно-линейные;
- вводно-секционные;
- панели с аппаратурой АВР;
- панели диспетчерского управления уличным освещением;

Степень защиты: фасадная сторона IP20, с остальных сторон IP00.

Структурное обозначение панелей ЩО 70, ЩО 91:				
Щ	О	XX	- X - XX	УЗ
				климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69
				номер схемы
				порядковый номер: 1; 2; 3; (только для ЩО70)
				год разработки
щит одностороннего обслуживания				

Рис. 48. Структурное обозначение панелей

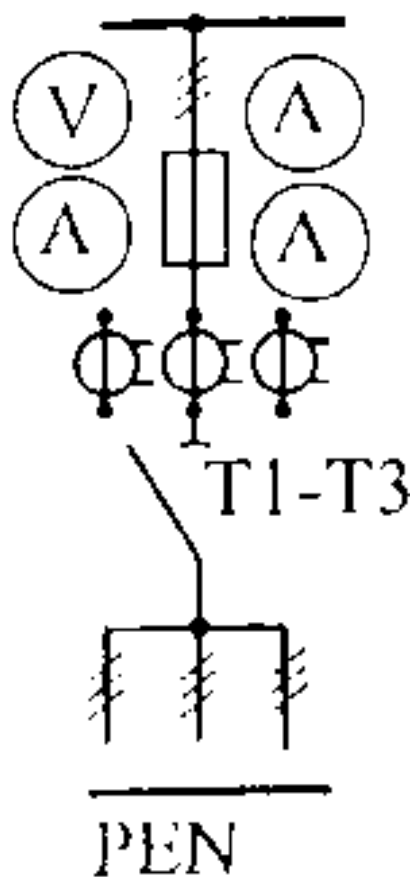


Рис. 49. Кабельный ввод с предохранителями

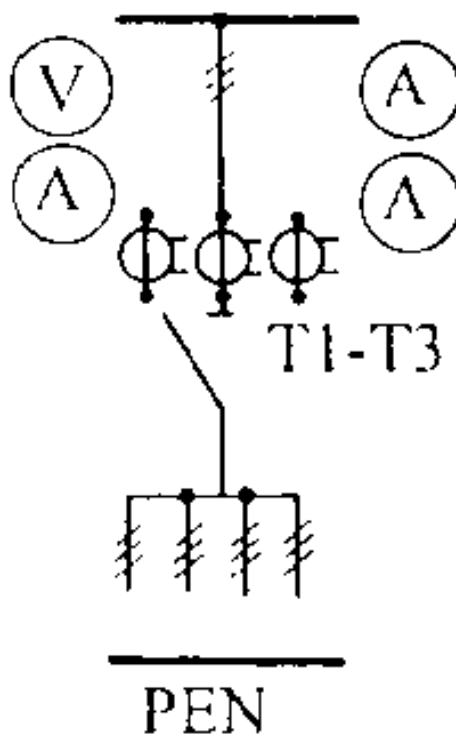


Рис. 50. Кабельный ввод без предохранителей

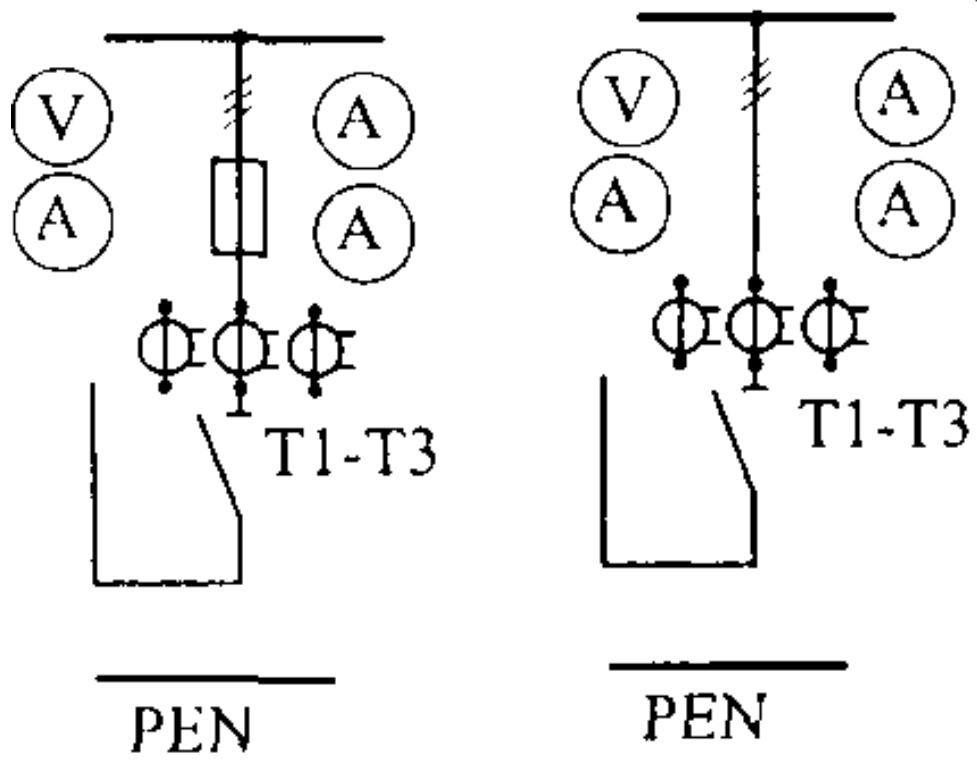


Рис. 51. Шинный ввод с предохранителями и без предохранителей

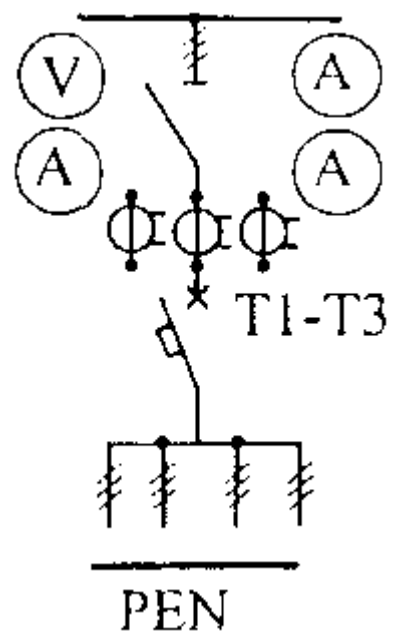
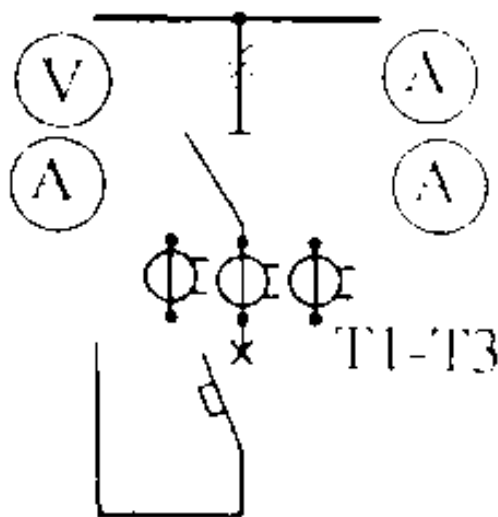


Рис. 52. Кабельный ввод с автоматическим выключателем



PEN

Рис. 53. Шинный ввод

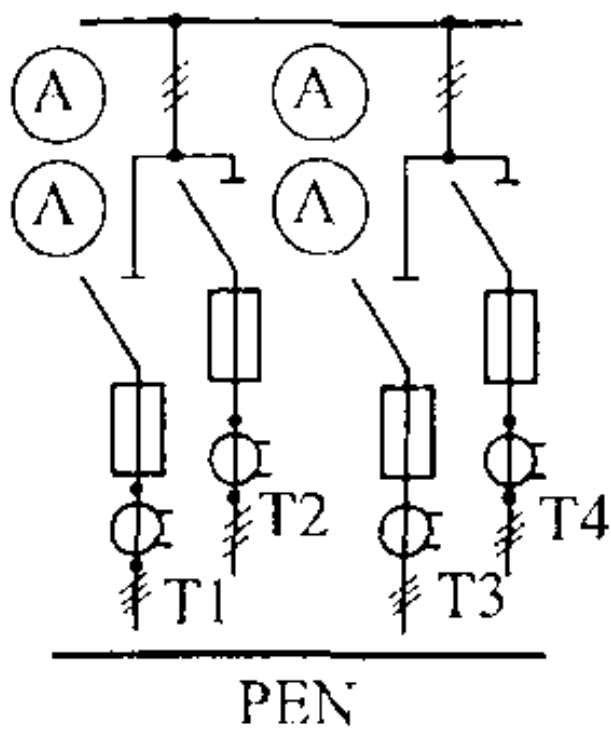


Рис. 54. Линейная панель с предохранителями на четыре присоединения

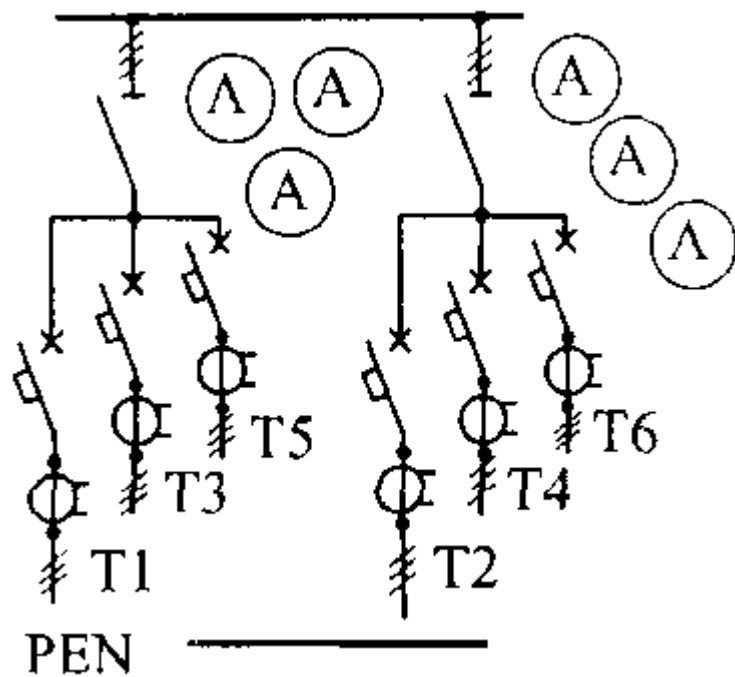


Рис. 55. Линейная панель с автоматическими выключателями на шесть присоединений

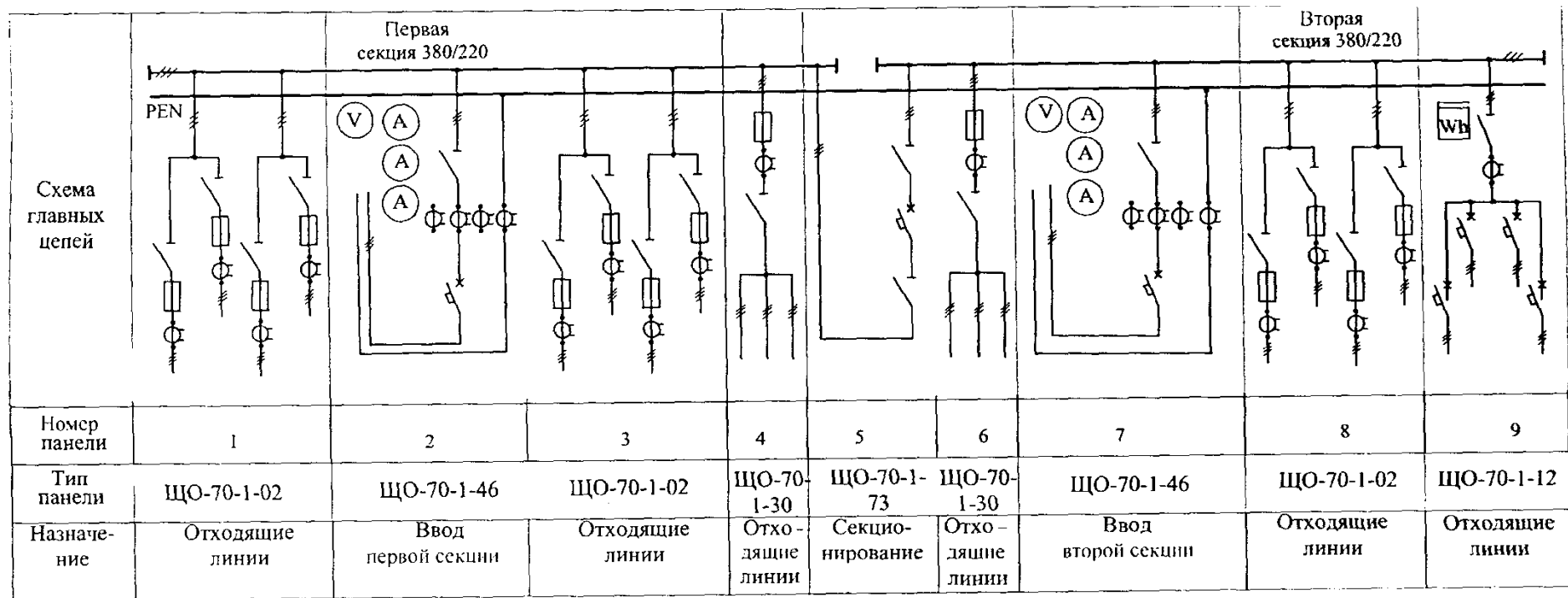


Рис. 56. Схема распределительного устройства ЩО-70-1

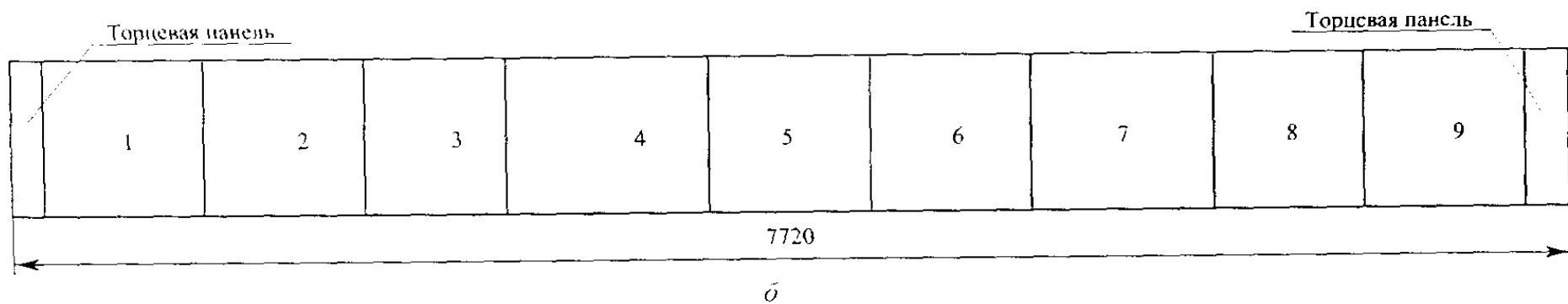


Рис. 57. План распределительного устройства



Рис. 58. Внешний вид панелей ЩО-70

Посты управления. Посты управления предназначены для управления электроприводами группы механизмов, связанных между собой общим технологическим процессом. Посты обычно устанавливают непосредственно в цехе так, чтобы управляемые с них объекты находились в поле зрения оператора. На таких постах устанавливают командную аппаратуру ручного и автоматического управления.

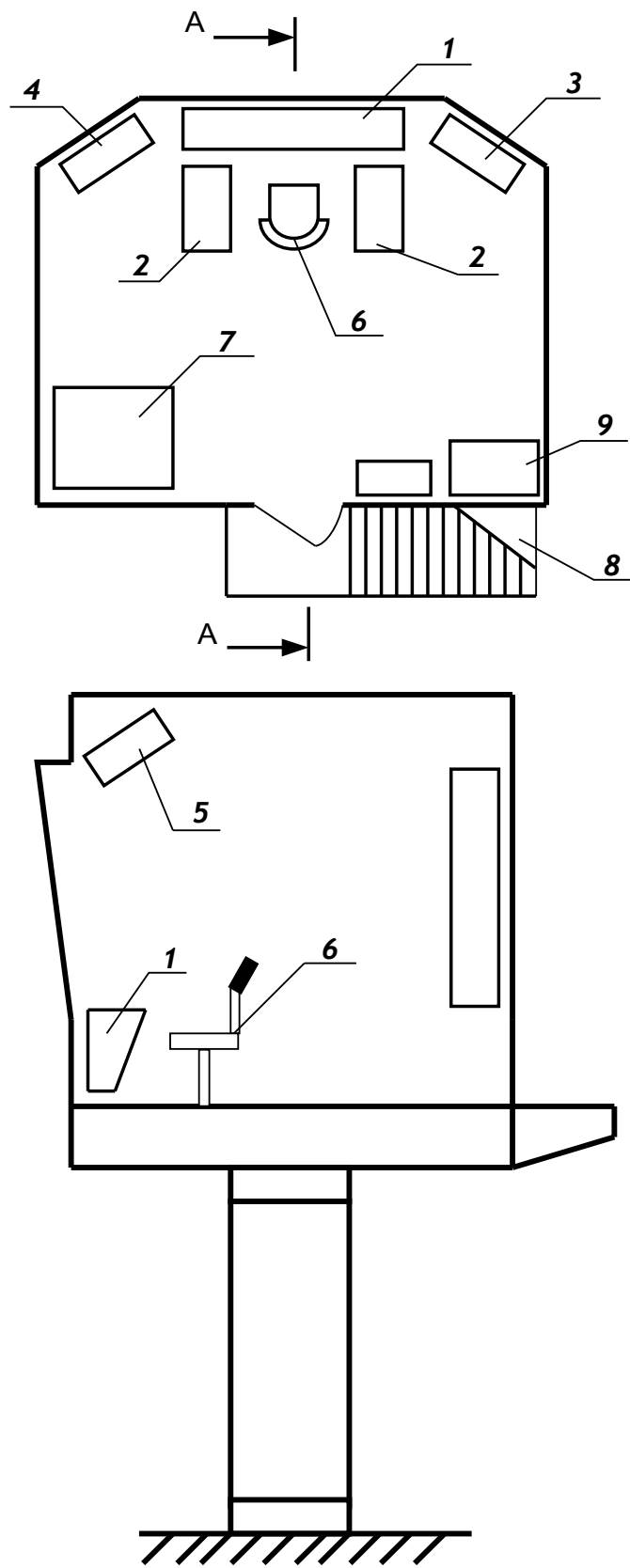


Рис. 59. Конструкция поста управления

1 – пульт управления с аппаратурой частого использования, 2 – пульт с аппаратурой редкого использования, 3 – пульт подсобных устройств, 4 – монитор (панель индикации), 5 – шкаф с измерительными приборами, 6 – кресло оператора, 7 – кондиционер, 8 – умывальник, 9 – шкаф для одежды

Пункты и шкафы силовые.

Пункты силовые распределительные (СП) предназначены для распределения электрической энергии и защиты электрических установок постоянного тока напряжением до 220 В или переменного тока напряжением до 660 В при перегрузках и коротких замыканиях. Пункты изготовляют в виде шкафов или устройств, собираемых из отдельных стандартных элементов: ящиков с соединительными шинами и ящиков с разными аппаратами. Преимущество этого устройства заключается в возможности получения разных схем из небольшого набора стандартных шкафов.

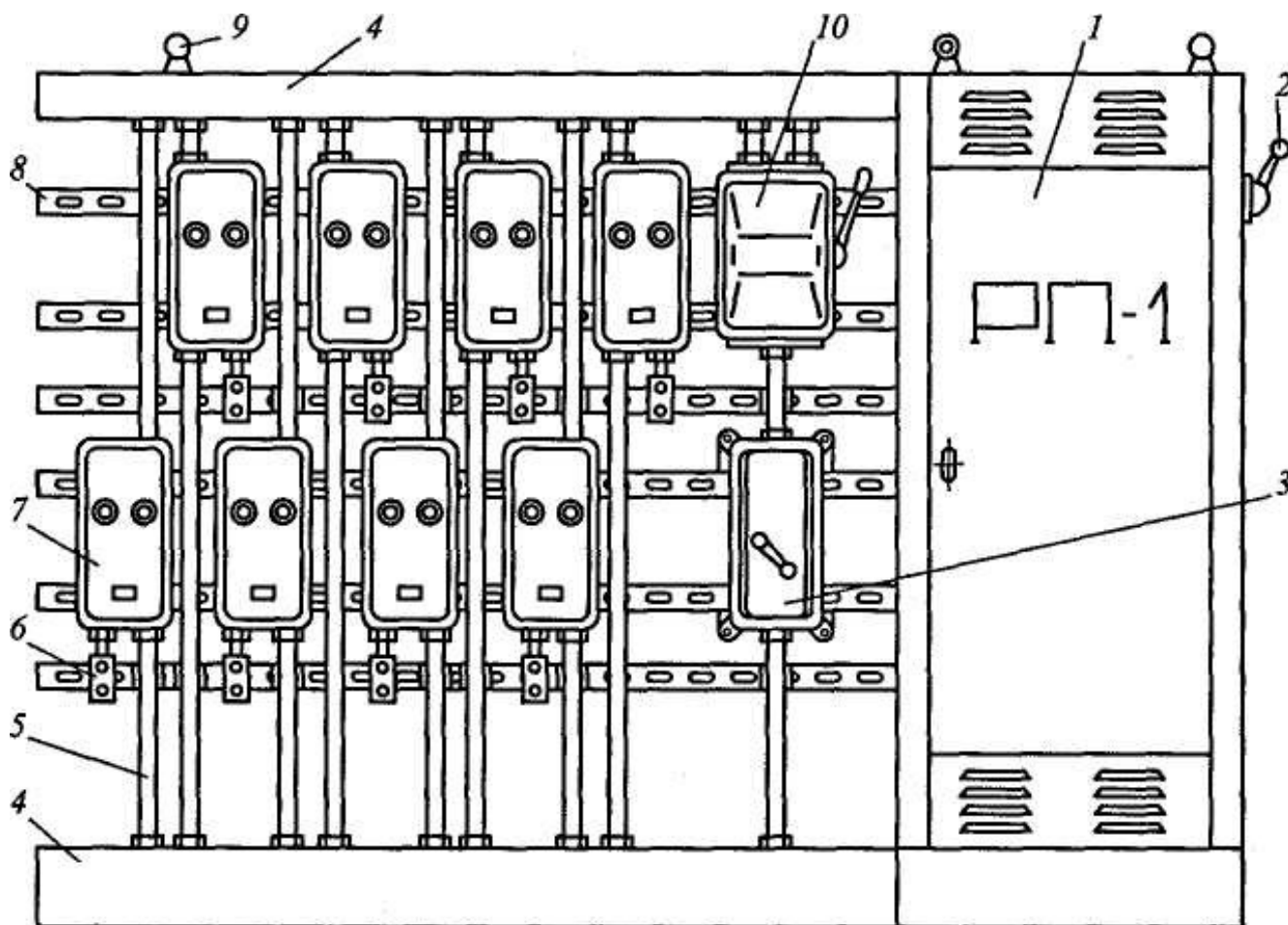


Рис. 60. Силовой пункт в блоке с магнитными пускателями, кнопочными

станциями и ящиками:

1 - шкаф силовой; 2 - рукоятка вводного рубильника шкафа; 3 - ящик с автоматом; 4 -короба для проводов; 5 - трубы (или коробка) для проводов силовой сети; 6 – кнопочная станция; 7 - магнитный пускатель; 8 - швеллер перфорированный; 9 - рым; 10 -ящик с рубильниками и предохранителями

Шкафы силовые распределительные типа ШР-11 применяют для приема и распределения электроэнергии в промышленных установках на номинальный ток до 400 А. В зависимости от типа шкафа на вводе устанавливают рубильник, два рубильника при питании шкафа от двух источников или рубильник с предохранителями. Шкафы имеют 5...8 отходящих групп, укомплектованных предохранителями серии ПН2 или НПН2 на номинальные токи 60,100, 250 А.

Шкафы представляют собой металлический корпус с дверью, внутри которого установлена съемная сборка, представляющая собой раму с вводным рубильником, и предохранители отходящих линий.

Структура условного обозначения:

ШР 11 -7 X X XX 31 УЗ

Ш	Р	1	1	-	7	X	X	X	X	3	1	У	З	Шкаф распределительный
														Номер разработки
														7 - Вид установки - напольное исполнение, ввод проводников снизу
														Высота шкафа: 2 - высота 1700 мм
														Ширина шкафа: 5 - ширина 800 мм
														Номер схемы шкафа (от 01 до 23)
														31 - степень защиты по ГОСТ 14254 (IP 31)
														Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1

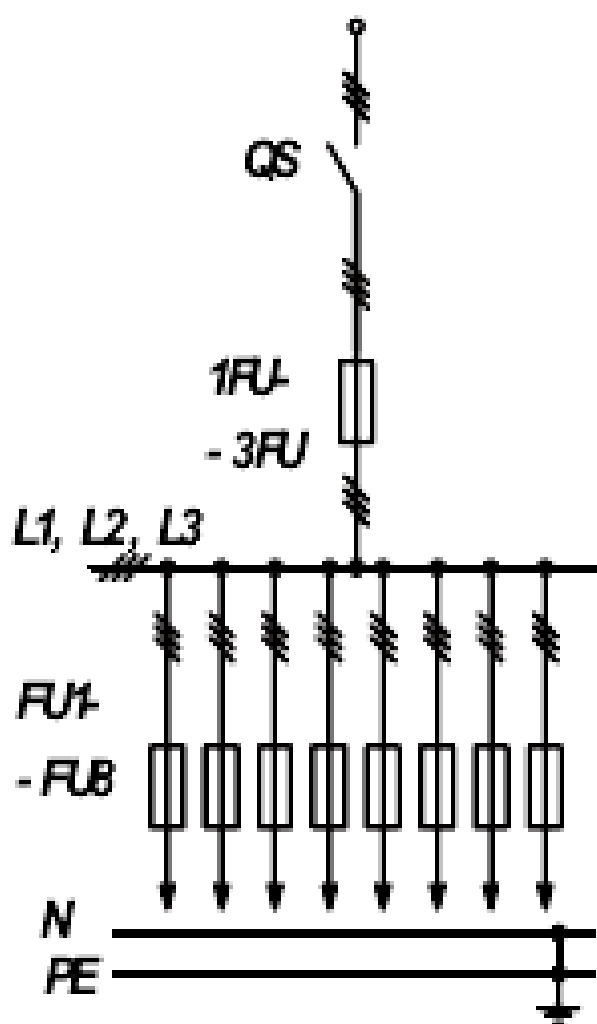


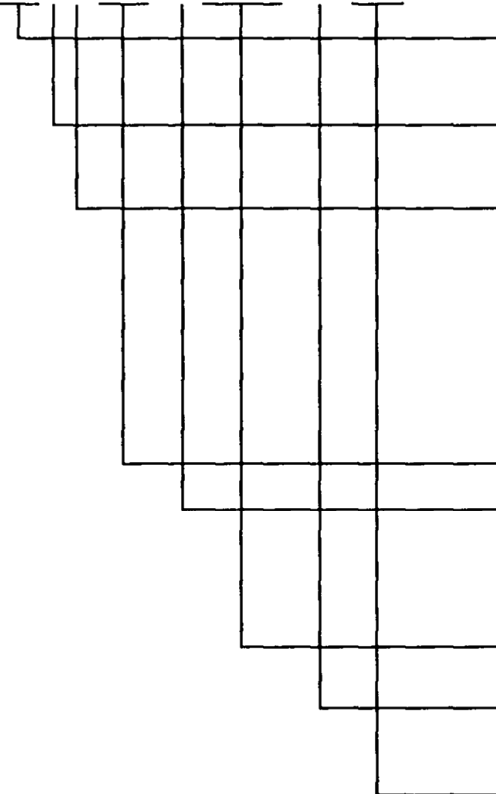
Рис. 61. Однолинейная схема шкафа ШР-11 на 8 отходящих присоединения



Рис. 62. Внешний вид шкафа ШР-11

Пункты распределительные серии ПР изготовляют в виде шкафов утепленного, навесного и напольного исполнения со встроенными автоматическими выключателями типа А 3710, А 3110, А 3130, ВА 57 на силу тока до 700 А и типа АЕ или ВА 13-25, ВА 13-29 на силу тока до 100 А. (в частности ПР8000 изготавливаются Иркутским заводом низковольтных устройств)

ПР8XXX-XXXX-X XX



- Условное обозначение распределительного шкафа
- Класс НКУ (ввод и распределение электроэнергии)
- Группа НКУ распределения электрической энергии:
 - 5 — с применением автоматических выключателей переменного тока;
 - 7 — с применением автоматических выключателей постоянного тока;
 - 8 — ввод, учет и распределение электрической энергии
- Серия разработки (03, 04)
- Исполнение по способу установки:
 - 1 — навесное;
 - 2 — напольное;
 - 3 — утопленное
- Номер электрической схемы
- Степень защиты оболочки, обозначение ввода и изоляции кабеля
- Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69

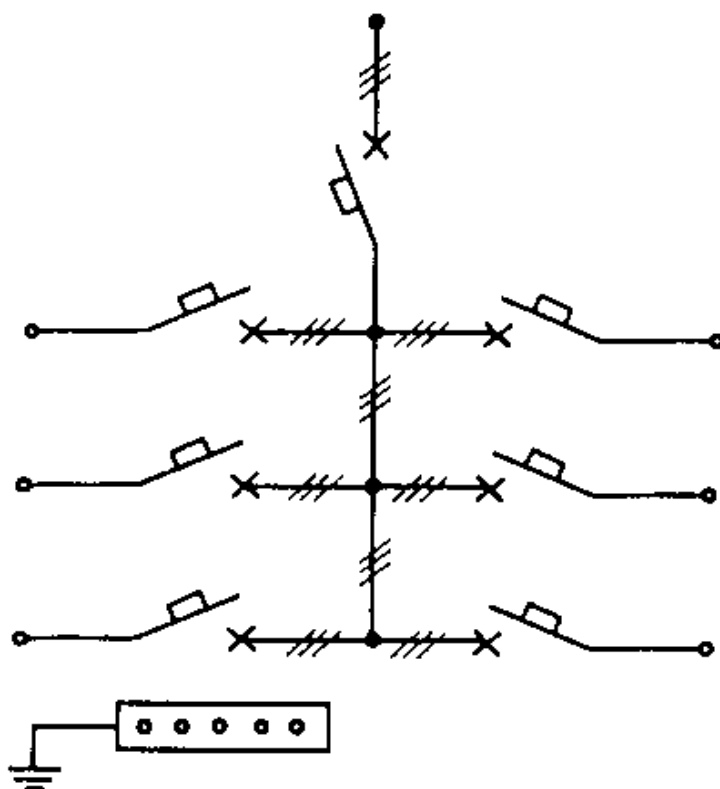


Рис. 63. Схема с числом отходящих трехполюсных автоматов до 8 (для шкафов серии ПР)

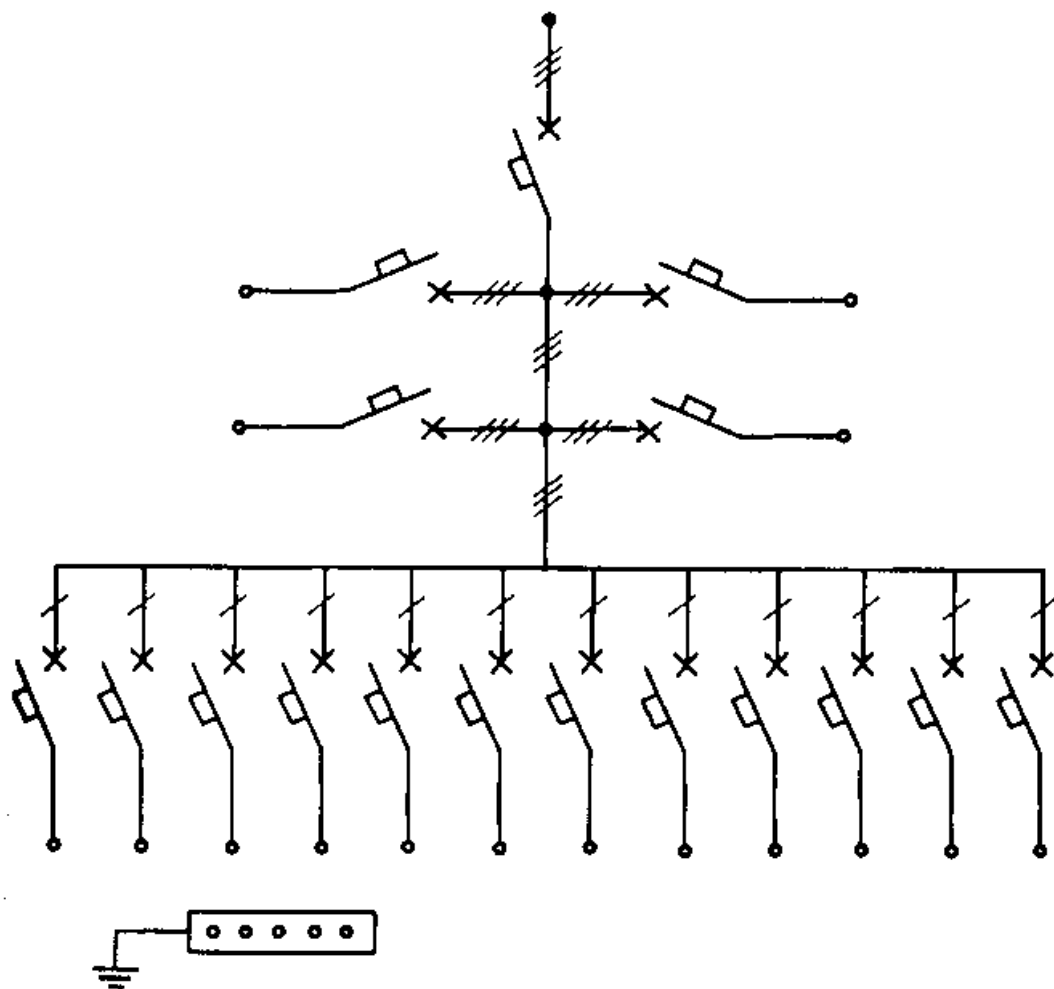


Рис. 64. Схема с числом отходящих однополюсных автоматов до 12 (для шкафов серии ПР)

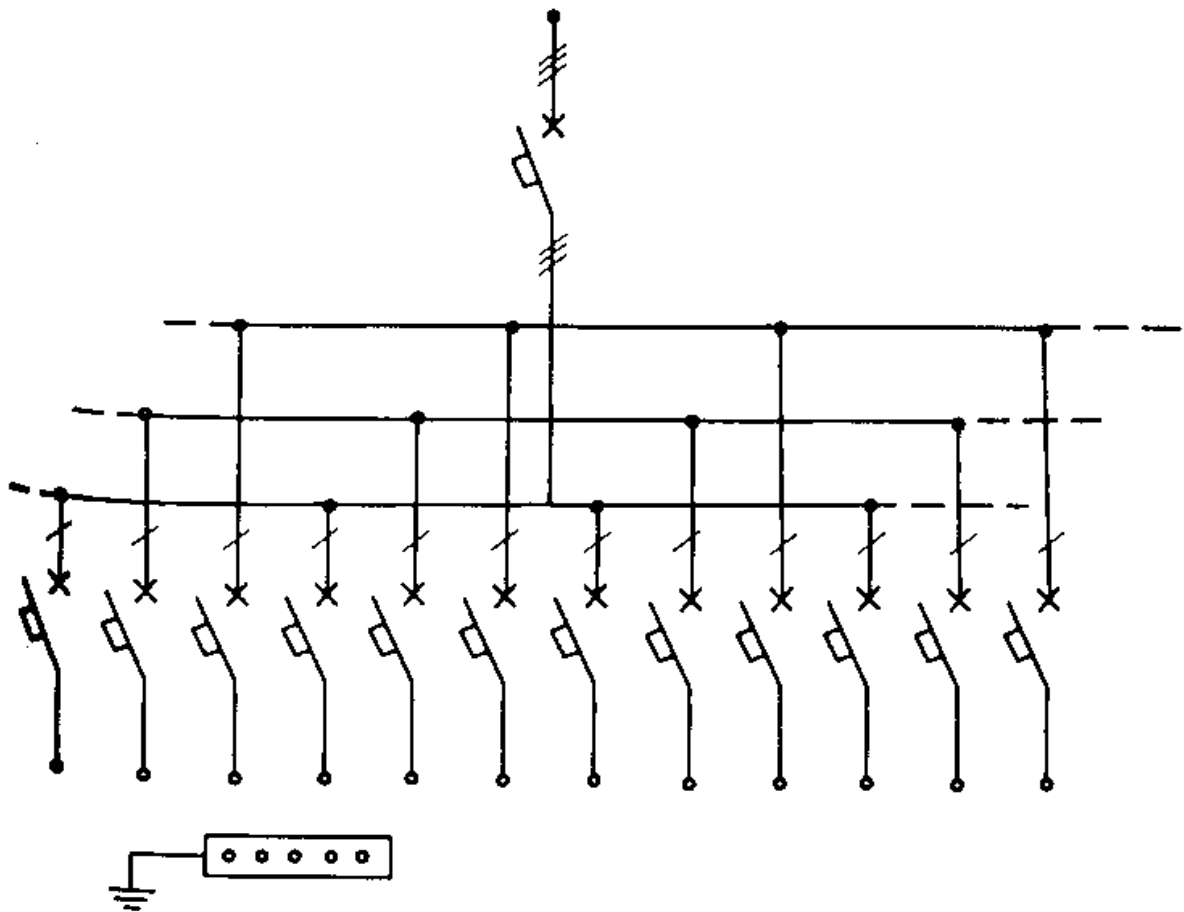


Рис. 65. Схема с числом отходящих однополюсных автоматов до 48 (для шкафов серии ПР)

Для распределения электрической энергии применяют аналогичные выше рассмотренным шкафам шкафы других фирм производителей (например шкафы серии ПР).

Вводные распределительные устройства серии ВРУ.

Предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии и защиты отходящих линий в сетях трехфазного тока напряжением 380/220 В в сетях с глухозаземленной нейтралью.

ВРУ применяют в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности. В серию ВРУ входят вводные и распределительные панели. Распределительные панели имеют аппаратуру для автоматического управления наружным освещением лестничных клеток. Максимальное число и сечение жил

проводов и кабелей, присоединяемых к вводному зажиму: на 400 А - 4 x 150 мм²; на 250 А - 4 x 95 мм²; на 200 А - 2 x 95 мм².

ВРУ выполнены в защищенном исполнении. Габаритные размеры 1700 x 800 x 450 мм.

Устройство шкафов серии ВРУ представляет собой сборку из панелей шкафного типа одностороннего обслуживания. Их корпуса не имеют боковых стенок, торцы крайних панелей сборки закрываются съемными металлическими листами.

На съемной раме внутри корпуса установлены защитно-коммутационные аппараты. Аппараты, размещенные на одной панели, но питающиеся от разных вводов, разделены перегородками. Счетчики и трансформаторы тока установлены в отдельном отсеке. Ввод проводов и кабелей делают снизу, а вывод - как снизу, так и сверху через верхнюю съемную крышку.

Корпуса панелей заземляют присоединением нулевых жил питающих кабелей к нулевой шине, общей для всех панелей.

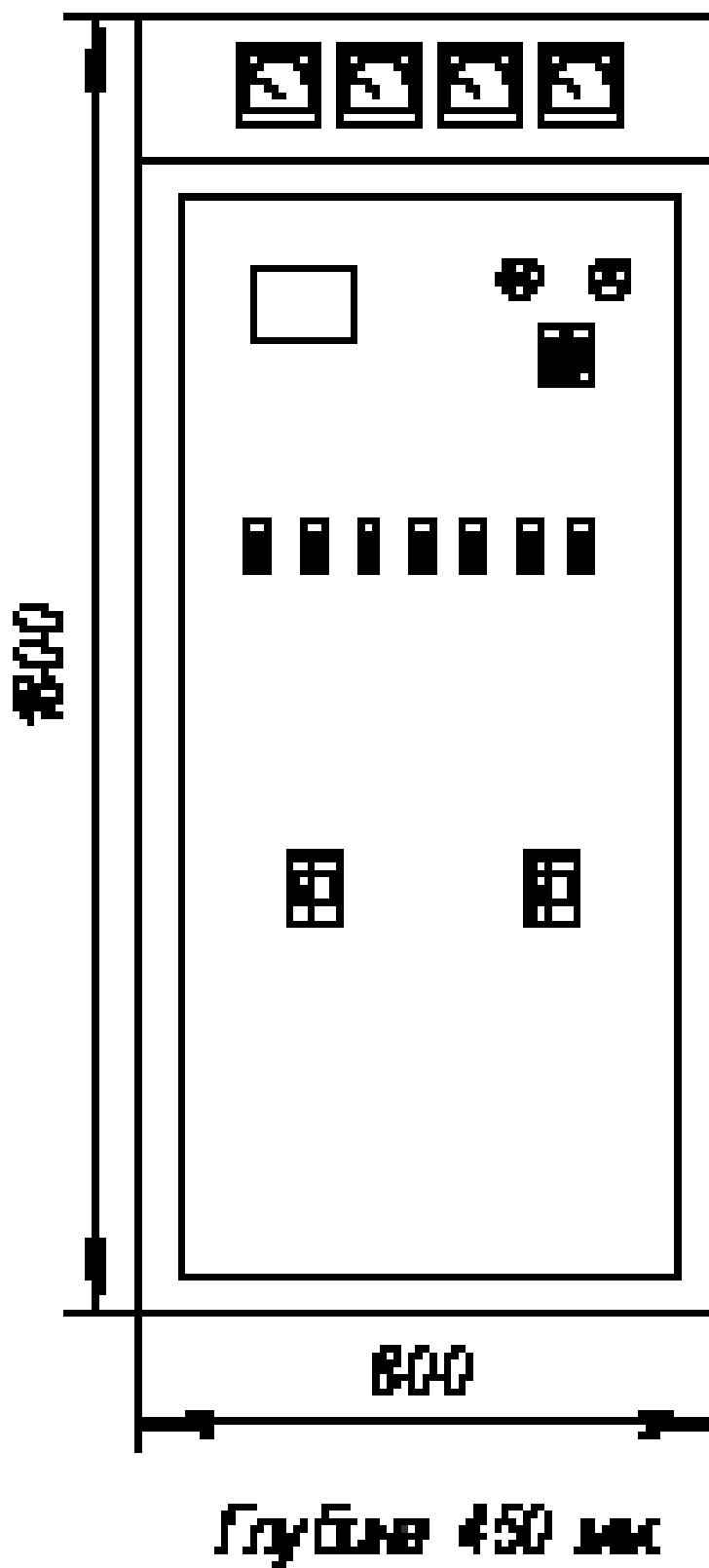


Рис. 66. ВРУ на ток до 100 А (напольное исполнение)

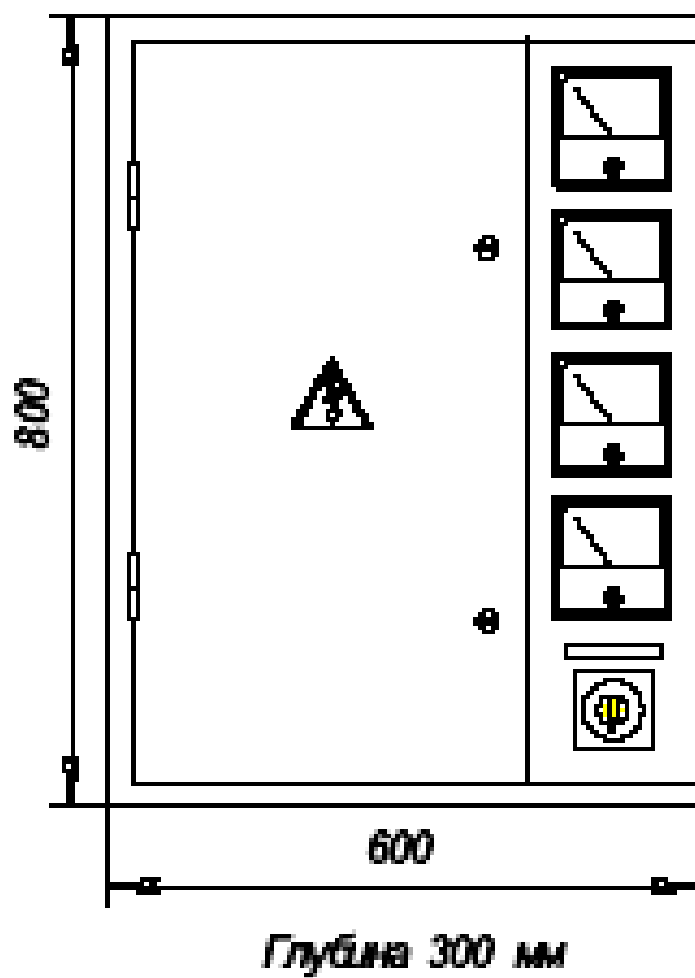


Рис. 67. ВРУ на ток до 100 А (навесное исполнение)

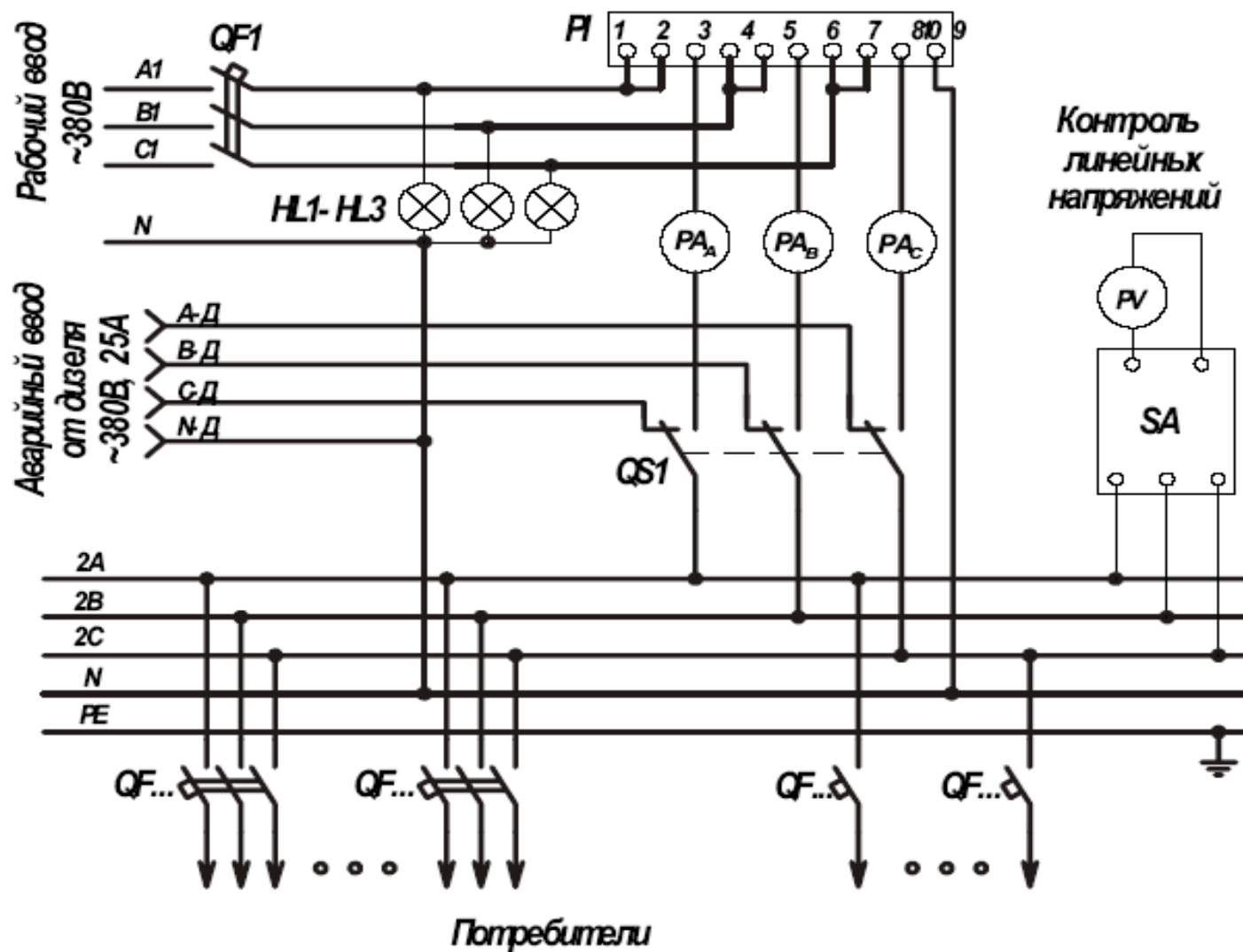


Рис. 68. Принципиальная схема ВРУ с ручным переключением на аварийный ввод

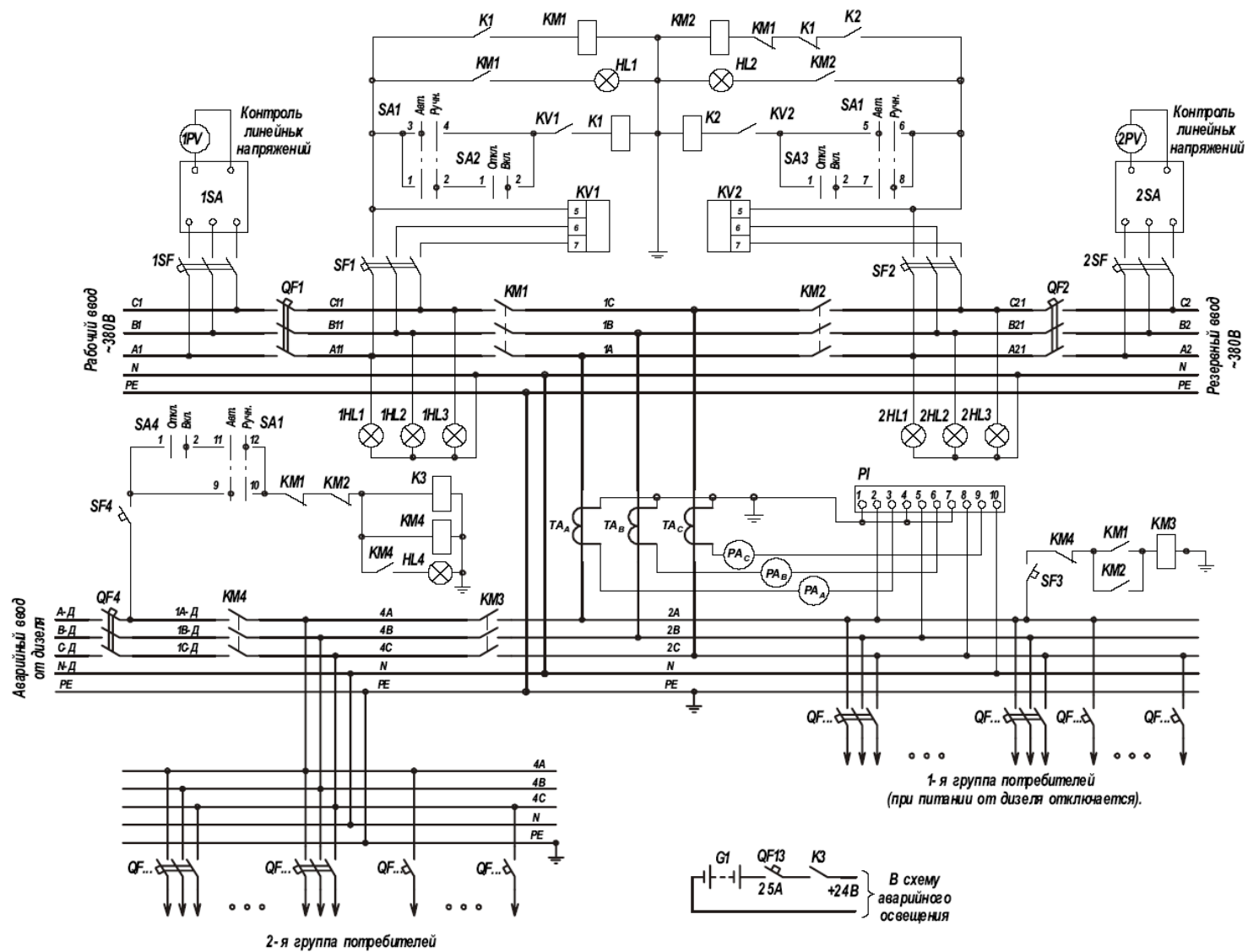


Рис. 69. ВРУ с автоматическим переключением на аварийный ввод с питанием от дизель генератора

Щиты станций управления. Современные системы электропривода производственных машин и механизмов имеют сложные системы управления с большим числом контакторных аппаратов и регулирующих элементов.

Требования режимов пуска, разгона, регулирования частоты вращения, торможения и установки электропривода, многообразие форм защиты и контроля за работой двигателя и установок определили довольно широкую номенклатуру станций управления электроприводами.

Щиты станций управления устанавливаются на крупных трансформаторных подстанциях в машинных залах промышленных предприятий. Щиты выполняются одно- и двухрядными. ЩСУ комплектуются из блоков и панелей управления аналогично силовым пунктам.

Комплектные распределительные устройства напряжением выше 1 кВ

Отечественные электроаппаратные заводы изготавливают КРУ для напряжений 6... 10 кВ с одной системой сборных шин для внутренней и наружной установки. Они получили широкое распространение в электроустановках различного назначения.

Применение КРУ дает значительное упрощение строительной части электроустановок. Практика эксплуатации КРУ показала более надежную их работу по сравнению с обычными сборными распределительными устройствами.

Комплектные распределительные устройства на напряжение 6... 10 кВ имеют два принципиально различных конструктивных исполнения в зависимости от способа установки аппаратов: выкатные (типа КРУ, КРУН), в которых аппарат напряжением выше 1 кВ с приводом располагается на выкатной тележке, и стационарные (типа КСО, КРУН), в которых аппарат, привод и все приборы устанавливаются стационарно.

Основными достоинствами выкатных КРУ являются:

- возможность быстрой замены выключателя резервным выключателем, установленным на тележке;

- компактность устройств, так как вместо разъединителей применяются специальные скользящие контакты штепсельного типа;

- надежное закрытие, токоведущих частей для защиты от прикосновения и чрезмерного запыления.

Конструкция стационарных комплектных распределительных устройств обеспечивает достаточную и безопасную обзриваемость и доступность оборудования без снятия напряжения со сборных шин. Стационарные камеры КСО более просты и дешевы по сравнению с выкатными камерами КРУ.

По условию обслуживания комплектные распределительные устройства могут быть:

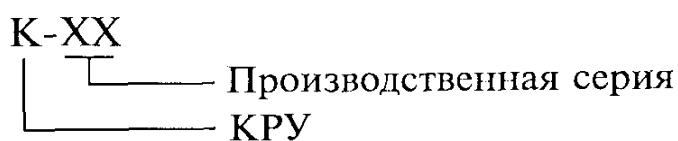
- одностороннего обслуживания (прислонного типа) - устанавливаются прислоненно к стене с обслуживанием с фасадной стороны;

- двустороннего обслуживания (свободностоящие) - устанавливаются свободно с проходами с фасадной и задней стороны.

Стационарные камеры КСО следует устанавливать, как правило, с односторонним обслуживанием, а КРУН и выкатные КРУ - с двусторонним обслуживанием.

Выкатные комплектные распределительные устройства.

Номенклатурное обозначение камер:



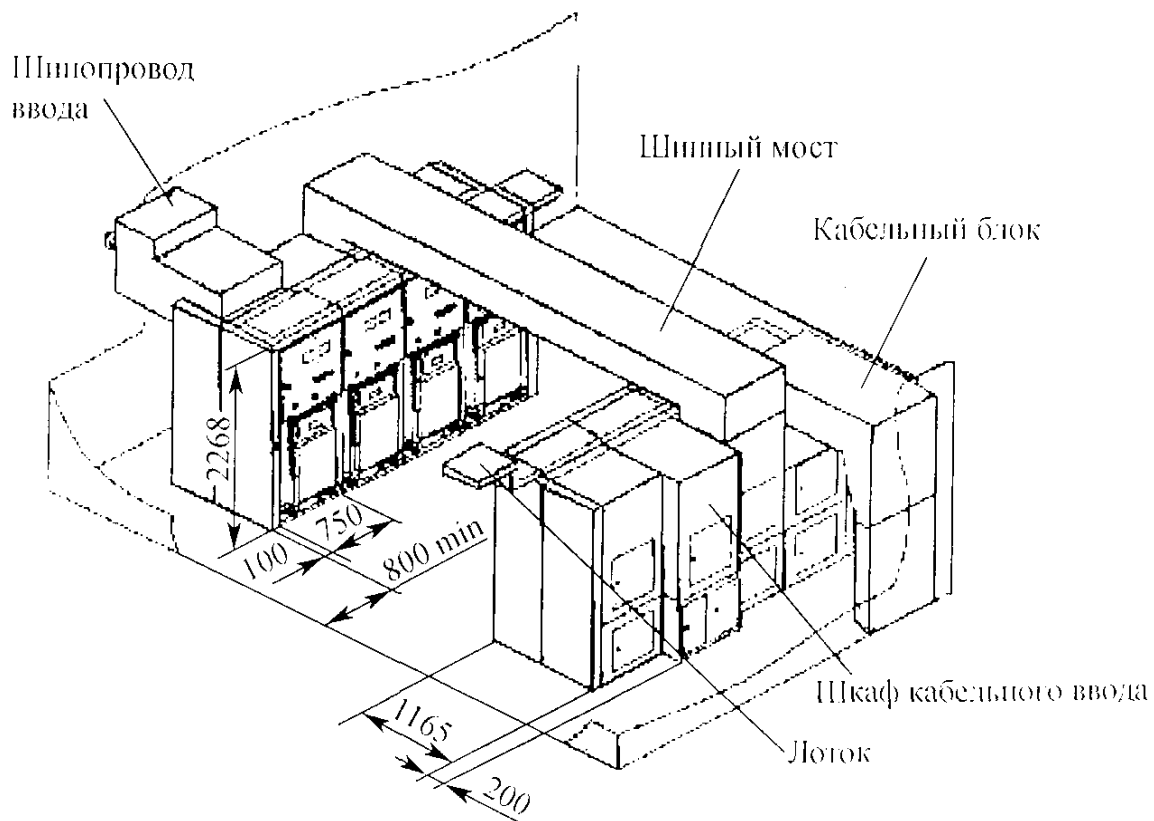


Рис. 70. Расположение КРУ в помещении

Прежде всего, рассмотрим выкатные комплектные распределительные устройства К-63, предназначенные для работы внутри помещения. они выпускаются с 2002 г.

КРУ поставляются отдельными камерами с элементами для стыковки камер в распределительное устройство или транспортными блоками трех камер в блоке со смонтированными в пределах блока соединениями главных и вспомогательных цепей.

Камеры К-63 унифицированы и независимо от схем электрических соединений главной цепи имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Исключение составляют камеры кабельного ввода (вывода) с вводом кабеля в высоковольтный отсек снизу и сверху камеры, глубина этих камер на 200 мм больше по сравнению с другими камерами. В камере предусмотрены: отсек сборных шин (расположен в нижней части камеры), отсек выкатного элемента, линейный отсек. В верхней части камер устанавливаются

релейные шкафы со встроенной аппаратурой РЗА, аппаратурой управления, измерения и сигнализации, клеммниками и цепями вторичных соединений.

Конструкция камеры позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$ на ток до 1000 А. Присоединяя (вводы, выводы) могут быть как кабельными, так и шинными.

В состав КРУ в зависимости от заказа могут входить:

- шинные вводы в ближний и дальний ряды распределительного устройства с прямой и обратной фазировкой для подключения воздушных вводов и отходящих линий, а также силового трансформатора внутри РУ;

- шинные мосты между двумя рядами камер, расположенных в одном помещении;

- кабельные блоки для кабельного ввода (вывода) с подсоединением сверху камеры и вне камеры;

- переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий и другие элементы.

В камерах К-63 предусмотрена быстродействующая дуговая защита, выполненная на фототиристорах, установленных в высоковольтных отсеках камер: отсеке ввода (вывода), выкатного элемента, сборных шин. Схемы от дуговых замыканий выполнены с блокировкой: по току; по напряжению; по току и напряжению, что исключает ложную работу защиты. Кроме того, отсеки камер оборудованы клапанами избыточного давления, контроль положения которых осуществляется путевыми конечными выключателями, подключенными к соответствующим цепям схем дуговой защиты.



Рис. 71. Внешний вид К-63

Технические характеристики КРУ/ТЭЛ

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	400
Номинальный ток главных цепей (кабельных присоединений), А	400
Номинальный ток отключения выключателей, кА	16
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	41
Ток термической стойкости, кА	16
Время протекания тока термической стойкости, с:	
для главных цепей	3
для цепей заземления	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	до 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	-15%
	+10%

№ схемы модуля	Схема электрическая принципиальная	Назначение
1		Линия с однокабельным присоединением, выключателем и разъединителем-заземлителем
2		Линия с двухкабельным присоединением, выключателем и разъединителем
3		Линия с двухкабельным присоединением, выключателем, разъединителем, трансформаторами напряжения и ограничителями перенапряжений
4		Линия с двухкабельным присоединением, выключателем и разъединителем-заземлителем
5		Линия с двухкабельным присоединением, выключателем, разъединителем-заземлителем, трансформаторами напряжения и ограничителями перенапряжений
би7		Модуль секционного выключателя и модуль секционного разъединителя
8		Модуль с ограничителями перенапряжений на сборных шинах
9		Модуль с трансформаторами напряжения и ограничителями перенапряжений на сборных шинах

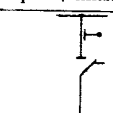
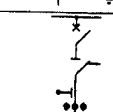
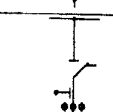
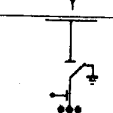
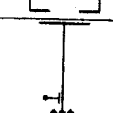
№ схемы модуля	Схема электрическая принципиальная	Назначение
10		Модуль заземлителя сборных шин
11		Линия с однокабельным присоединением, выключателем, разъединителем-заземлителем, трансформаторами напряжения и ограничителями перенапряжений
12		Линия с однокабельным присоединением, выключателем, разъединителем, трансформаторами напряжения и ограничителями перенапряжений
13		Линия с однокабельным присоединением, выключателем и разъединителем
14		Линия с однокабельным присоединением и разъединителем (без выключателя)
15		Линия с однокабельным присоединением и разъединителем-заземлителем
16		Присоединение с разъединителем и элементами секционирования (левого расположения)
17		Присоединение без коммутационных аппаратов с элементами секционирования (левого или правого расположения)
18		Линия с однокабельным присоединением (без коммутационных аппаратов)

СХЕМА КРУ К 63 (ЯЧЕЙКА КАБЕЛЬНОГО ВВОДА)

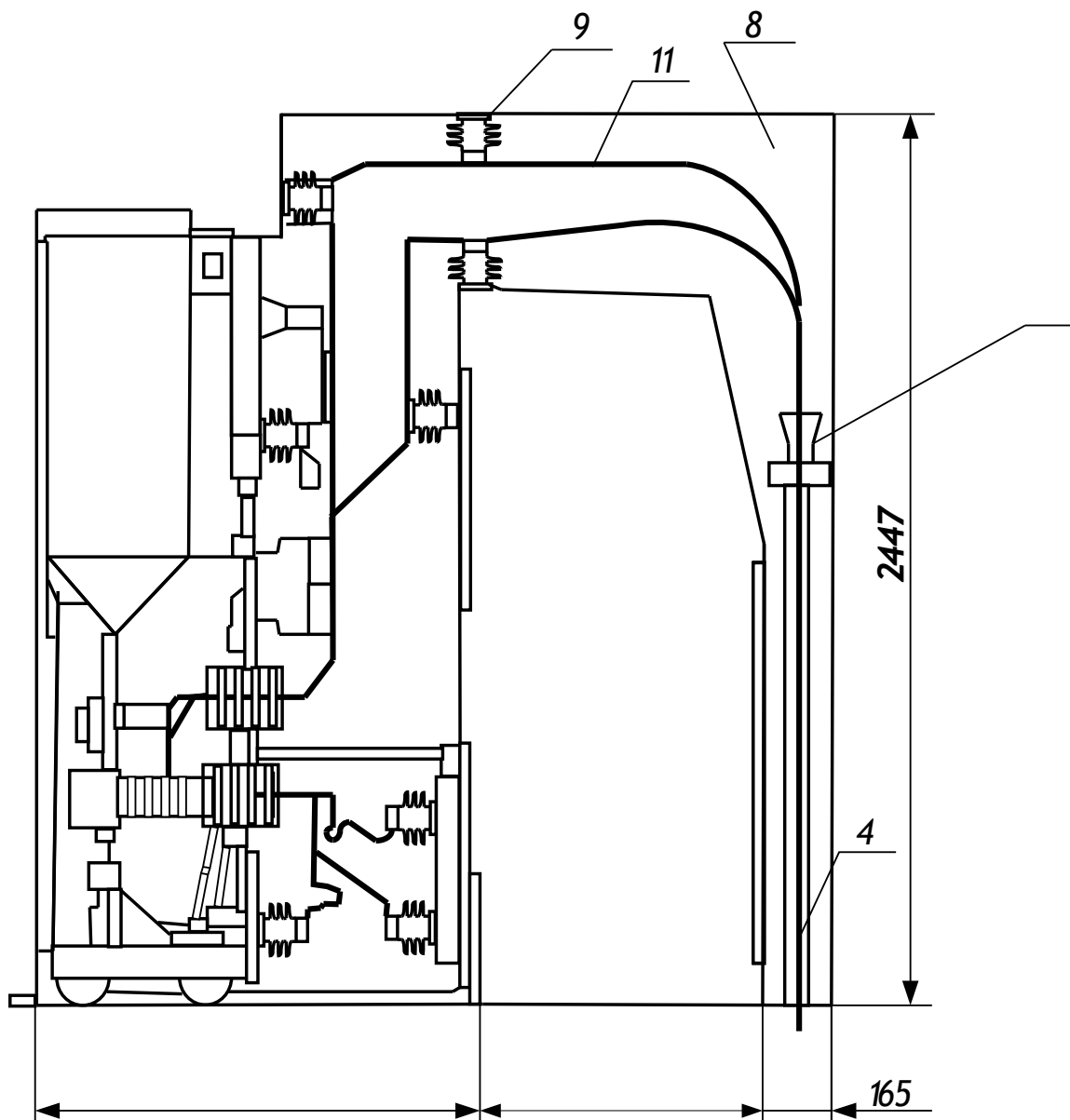


Рис. 72. К-63 ячейка кабельного ввода

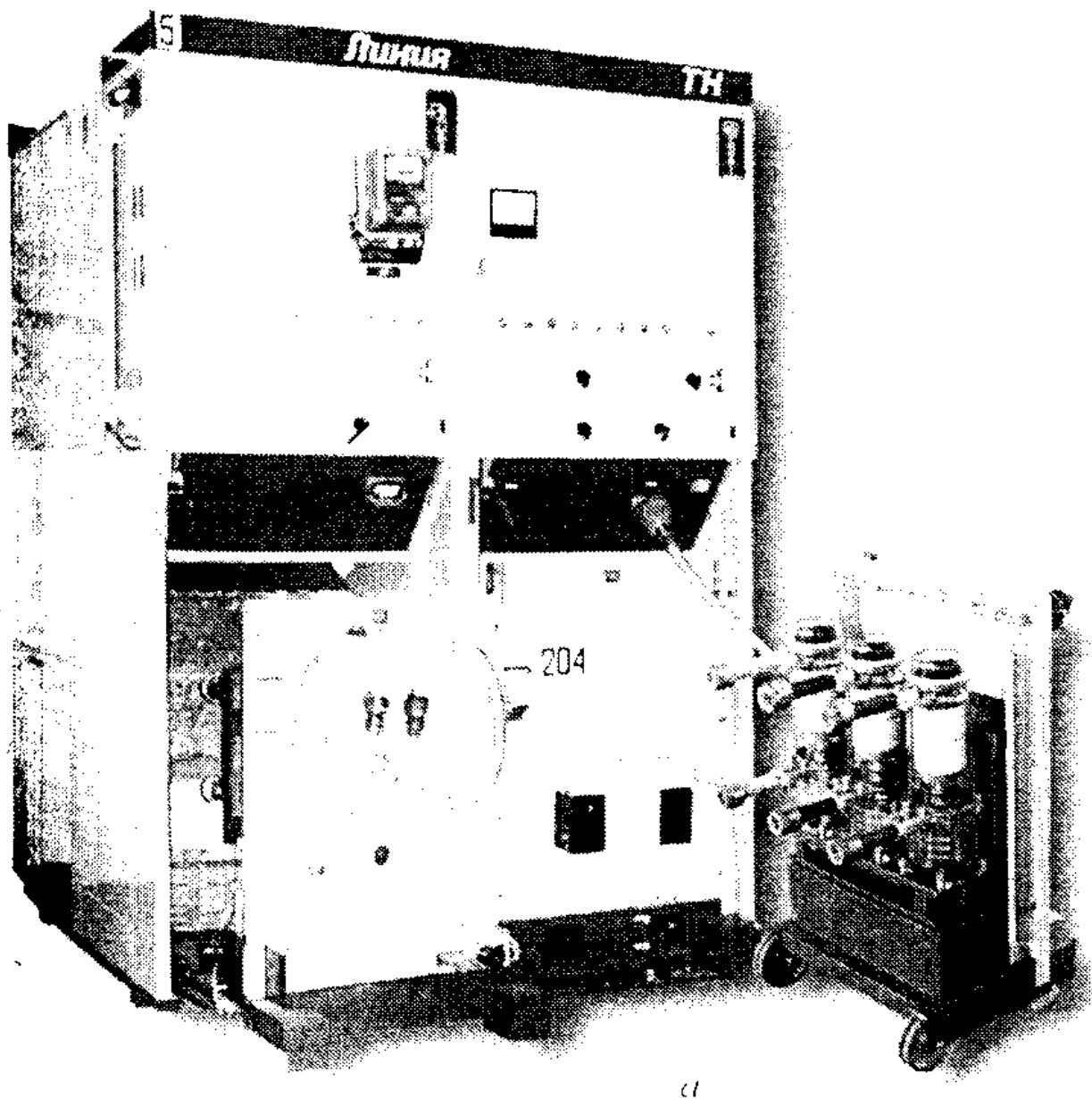


Рис. 73. Внешний вид линейного ввода ячейки К-63 и выкаткой ячейки с вакуумным выключателем ВВ-TEL

Комплектные распределительные устройства стационарного исполнения внутренней установки

Комплектные распределительные устройства стационарного исполнения применяются на подстанциях с простыми схемами первичных соединений при небольшом числе присоединений. Они отличаются простотой конструкции, имеют меньшую глубину шкафа, низкие стоимость и металлоемкость по сравнению с КРУ выкатного исполнения.

Вместе с тем имеется ряд технических недостатков:

- открытая незащищенная конструкция камер (сборные шины проложены открыто);

- при выходе из строя коммутационного аппарата присоединение отключается на время, необходимое для его ремонта;

- стационарно установленные выключатели неудобны в техническом обслуживании, существенно увеличивается время, необходимое на контроль и ремонт основного электрооборудования камер;

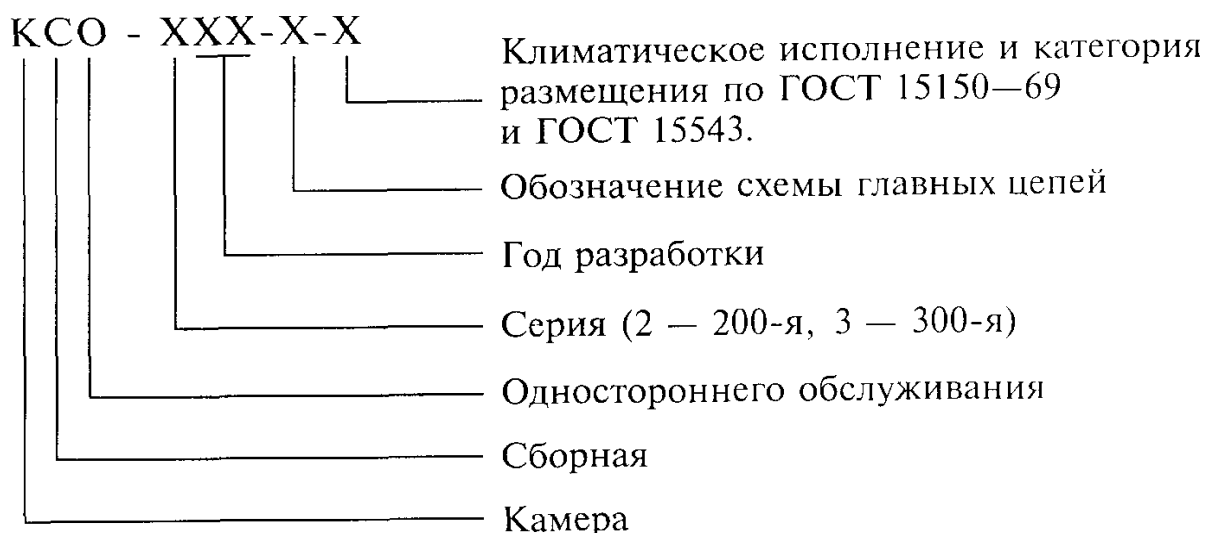
- в камерах КСО используется одноступенчатая дуговая защита. Промышленностью выпускаются комплектные распределительные устройства стационарного исполнения внутренней установки:

- КСО серии 300 с выключателями нагрузки: КСО-366; КСО-366М; КСО-386; КСО-392; КСО-399, КСО-301; КСО-302; КСО-3СЭЩ и др.;

- КСО серии 200 с высоковольтными выключателями: КСО-285, КСО-292; КСО2-10, КСО-298, КСО-2000, КСО-2001, КСО-2СЭЩ, КСО-202, КСО-6(10)-Э1 «Аврора» и др.;

- серии КРУ/TEL.

Обозначение камер стационарного исполнения:



В большинстве выпускаемых в нашей стране камер стационарного исполнения применяются коммутационные аппараты традиционного конструктивного исполнения и аналогичные конструкции ячеек, в которых сборные шины распо-

лагаются, открыто в верхней части камеры. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала в КСО се-Рии 300 предусматриваются инвентарные перегородки, которые используются для ограждения пространства сборных шин на время производства работ в камере, в КСО серии 200 камера разделяется на отсеки: сборных шин, выключателя, линейного (кабельного), релейной защиты, сигнализации и управления.

Принципиально новые конструкции имеют камеры модульного исполнения серии КРУ/TEL на токи 400 и 630 А. В одной камере КРУ/TEL, устанавливается и соединяется друг с другом несколько модулей (от двух до четырех, до трех модулей с вакуумным выключателем). Один модуль КРУ/TEL по выполняемым функциям, по сути, заменяет одну камеру распределительного устройства традиционного исполнения. Камеры имеют небольшие габаритные размеры, медные изолированные сборные шины оригинальной конструкции, оснащаются системой защиты и автоматики, выполненной на основе микропроцессорных реле.

Выкатные и стационарные комплектные распределительные устройства наружного исполнения.

Шкафы ввода отходящих линий, трансформаторов напряжения и разрядников выкатных КРУН состоят из двух основных частей: корпуса и тележки. Корпус шкафа представляет собой каркасную металлоконструкцию, выполненную из специальных штампованных профилей, листовой стали. Он разделен металлическими перегородками на пять отсеков: сборных шин, тележки, приборов защиты и измерения, трансформаторов тока с кабельным или воздушным вводом и верхних неподвижных разъединяющих контактов. Отсек сборных шин отделен от остальных отсеков шкафа металлическими перегородками и проходными изоляторами, что обеспечивает более высокую степень надежности и локализацию возникших аварий в пределах одного электрического присоединения. Они комплектуются вакуумными выключателями на силу тока 600, 1000 и 1500 А.

Стационарные КРУН предназначены для ввода и секционирования в распределительных устройствах при нагрузках, превышающих силу тока 1500 А.

Все КРУН можно разделить:

- на КРУН, предназначенные для комплектования распределительных устройств напряжением 10(6) кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/10(6) кВ, 110/10(6) кВ и 110/35/10(6) кВ;

- на отдельно стоящие ячейки, предназначенные для установки в сетях карьеров;

- на отдельно стоящие ячейки и пункты секционирования, предназначенные для секционирования воздушных линий с односторонним и двухсторонним питанием, для плавки гололеда, для сетевого резервирования.

Комплектные распределительные устройства наружной установки К-59 Самарского завода «Электроцит» выпускаются в климатическом исполнении и категории размещения У1 и ХЛ1.

В качестве коммутационных аппаратов применяются вакуумные выключатели разных типов, предусмотрена возможность установки элегазовых выключателей.

В камерах могут устанавливаться:

- датчик трансформаторный ТДЗЛК-0,66 УЗ;
- датчик тока нулевой последовательности ТДЗЛВ-10 (первичный ток однофазного замыкания - не более 30 А);
- устройство для определения поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю УСЗ-ЗС;
- разрядник вентильный РВО-6 (10) У1;
- разрядник вентильный с магнитным гашением РВРД-б (Ю) У1;
- ограничители перенапряжений: ОПНп-6/17,3 УЗ; ОПНп-10/29 УЗ; ОПН-КС/TEL-6/6,0 УХЛ2; ОПН-КС/TEL-10/10,5 УХЛ2;
- конденсаторы для ограничения перенапряжений с чистопленочным покрытием мощностью 30 и 37,5 квар;
- предохранители для трансформаторов напряжения ПКН-001-10 УЗ.

Техническая характеристика КРУ серии К-59

Параметр	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 31,5
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81
Уровень изоляции по ГОСТ 151676	Нормальный, уровень б
Изоляция	Воздушная
Изоляция токоведущих частей	С неизолированными шинами
Вид линейных высоковольтных присоединений	Кабельные, воздушные, шинные
Условия технического обслуживания	Двухстороннее
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	Для У1-брызгозащищенное исполнение Для ХЛ1-пылезащищенное исполнение
Наличие теплоизоляции в КРУ	Для У1-без теплоизоляции Для ХЛ1-с теплоизоляцией
Вид управления	Местное, дистанционное
Габаритные размеры камеры, мм, не более:	
высота	2200
глубина	1250
ширина	750

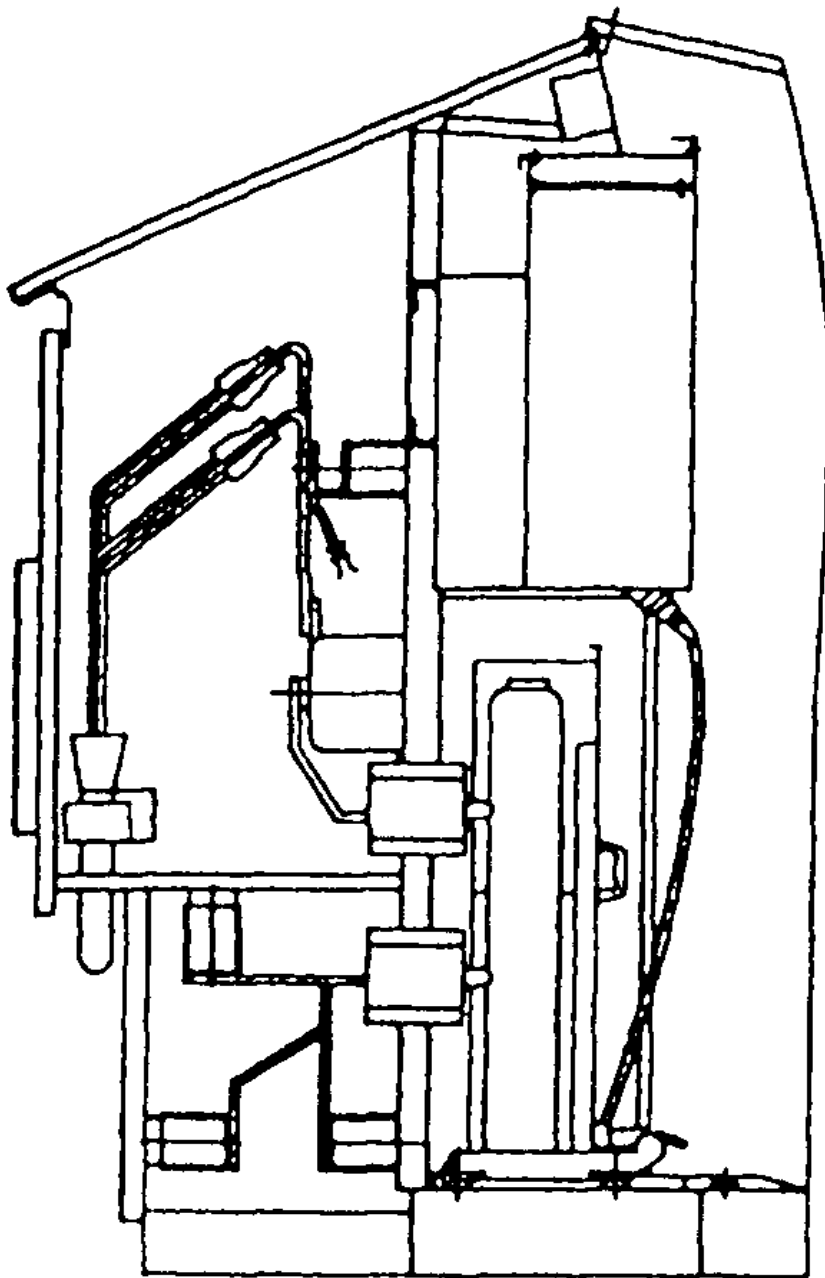


Рис. 74. Кабельный ввод ячейки К-59

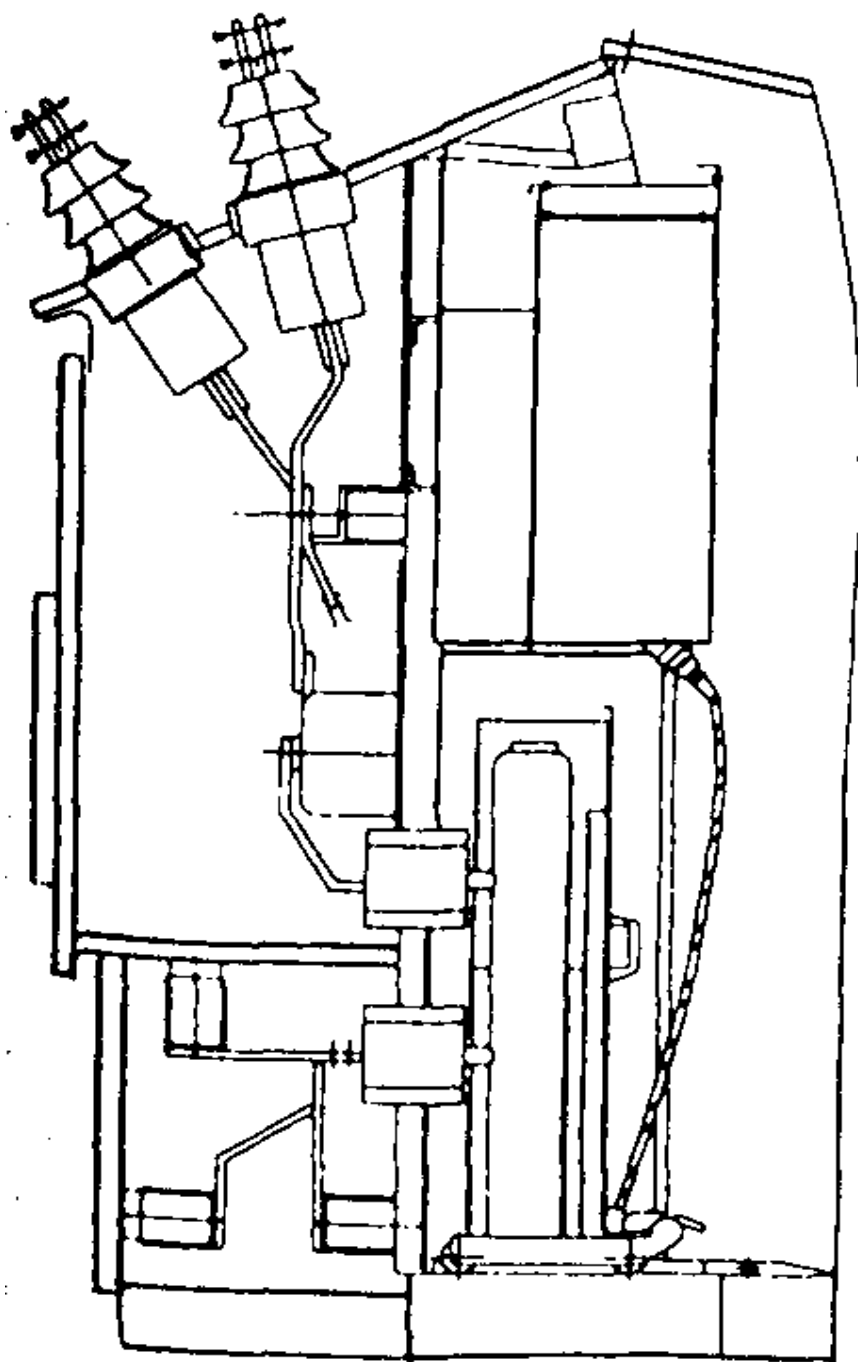


Рис. 75. Воздушный ввод ячейки К-59

Распределительные пункты (РП).

При напряжении 6... 10 кВ габаритные размеры электрических аппаратов таковы, что объем здания и его стоимость невелики, этих условиях целесообразны внутренние распределительные устройства, в которых аппараты защищены от непогоды и пыли, а обслуживание удобно. По мере повышения напряжения объем здания, и стоимость строительной части быстро увеличиваются. При напряжении 110...220 кВ внутренние РУ сооружают только в стесненных условиях, при наличии в воздухе пыли вредных химических загрязнений, в суровых климатических условиях.

Для РУ обычно сооружают особые здания, размеры которых выбирают в соответствии с электрической схемой и габаритами оборудования. При определенных условиях РУ могут быть размещены в отсеках производственных помещений.

Здания РУ сооружают сборными из готовых типовых железобетонных элементов, размеры которых стандартизованы. Поэтому длина здания должна быть кратной 6 м, ширина - 3 м, высота - 5 м.

Естественное освещение внутренних РУ нежелательно, так как устройство окон осложняет конструкцию здания, окна требуют периодической очистки, через них может проникать пыль и т. п. Здания РУ не отапливаются, но нуждаются в вентиляции, поскольку аппараты и проводники выделяют значительное количество тепла. Обычно применяют естественную вентиляцию, но в камерах с токоограничивающими реакторами и силовыми трансформаторами прибегают к установке вентиляторов.

Руководствуясь требованиями удобства и безопасности обслуживания, аппараты присоединений размещают в огражденных камерах, расположенных вдоль коридоров обслуживания. Огражденной камерой называют камеру, ограниченную со всех сторон стенами и перекрытиями, кроме стороны, обращенной в коридор обслуживания. С этой стороны предусматривают лишь сетчатое ограждение не ниже 1,9 м с дверями для доступа в камеру при снятом напряжении. При таком размещении оборудования обеспечиваются хорошая обзриваемость аппа-

ратов, удобный и безопасный ремонт, а также локализация повреждений, т. е. ограничение зоны их распространения.

Закрытой камерой называют камеру, ограниченную со всех сторон стенами и перекрытиями, с доступом из коридора обслуживания или снаружи через сплошные двери. Размеры камеры определяются габаритными размерами электрических аппаратов, условиями доступа к ним при ремонте, а также минимально допустимыми изоляционными расстояниями для каждого класса номинальных напряжений.

В зависимости от числа присоединений камеры размещают в один, два и большее число рядов с коридорами для обслуживания между ними. В РУ напряжением 6...10 кВ с одной системой сборных шин и малогабаритными аппаратами в одну камеру могут быть помещены все аппараты одного присоединения. В устройствах с двумя системами сборных шин и аппаратами большого габарита для размещения аппаратов одного присоединения необходимы две или три камеры, расположенные в одном или двух этажах.

Распределительные устройства напряжением 6... 10 кВ мощных станций с выключателями больших размеров и реакторами выполняют обычно сборными. В присоединениях с меньшими токами и, следовательно, меньшими аппаратами, применяются комплектные камеры заводского изготовления - КРУ.

Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать безопасное, удобное обслуживание установки и перемещение оборудования. Расстояние в свету между ограждениями должно составлять не менее 1 м. Число выходов из помещения распределительного устройства должно выполняться в соответствии со следующими требованиями: при длине РУ до 7 метров допускается один выход, при длине от 7 до 60 метров допускается два выхода по концам.

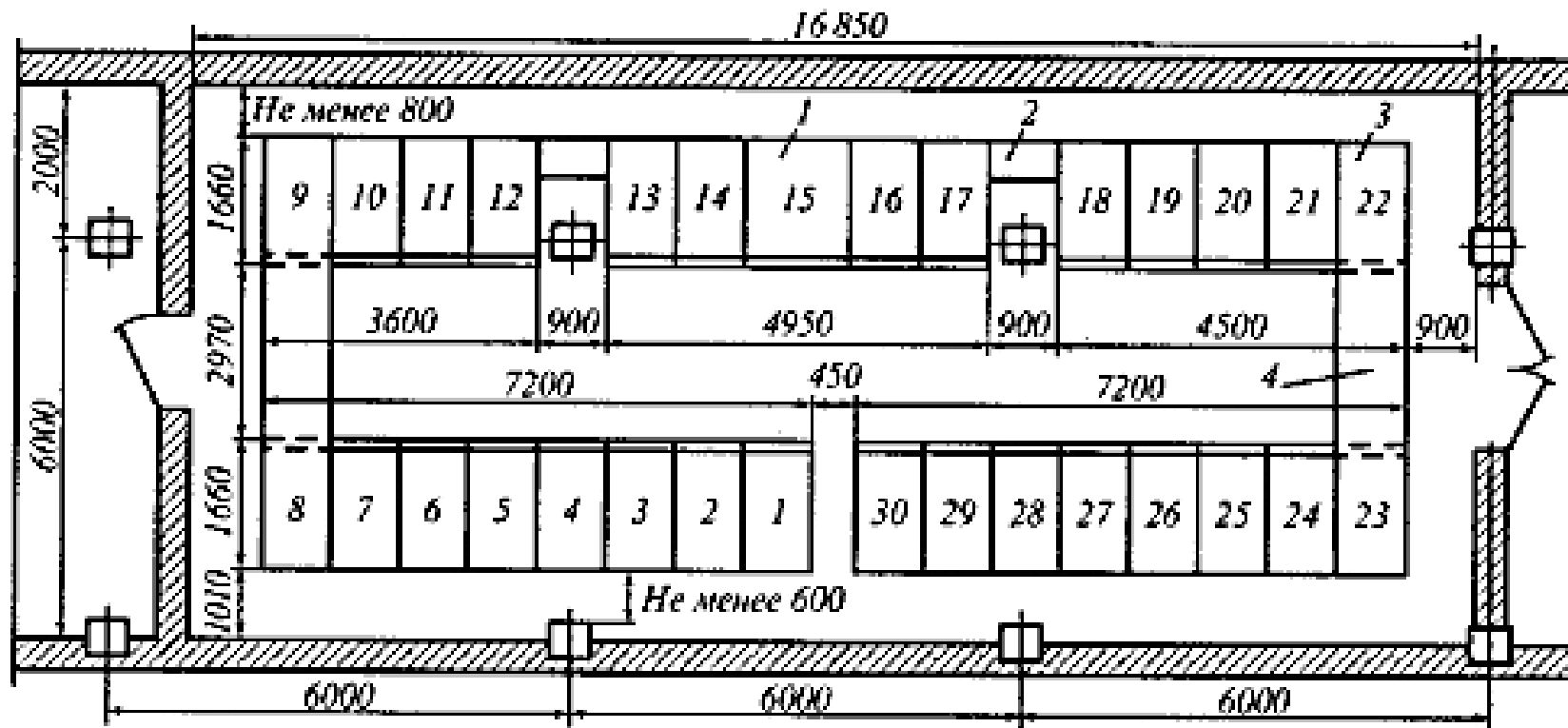
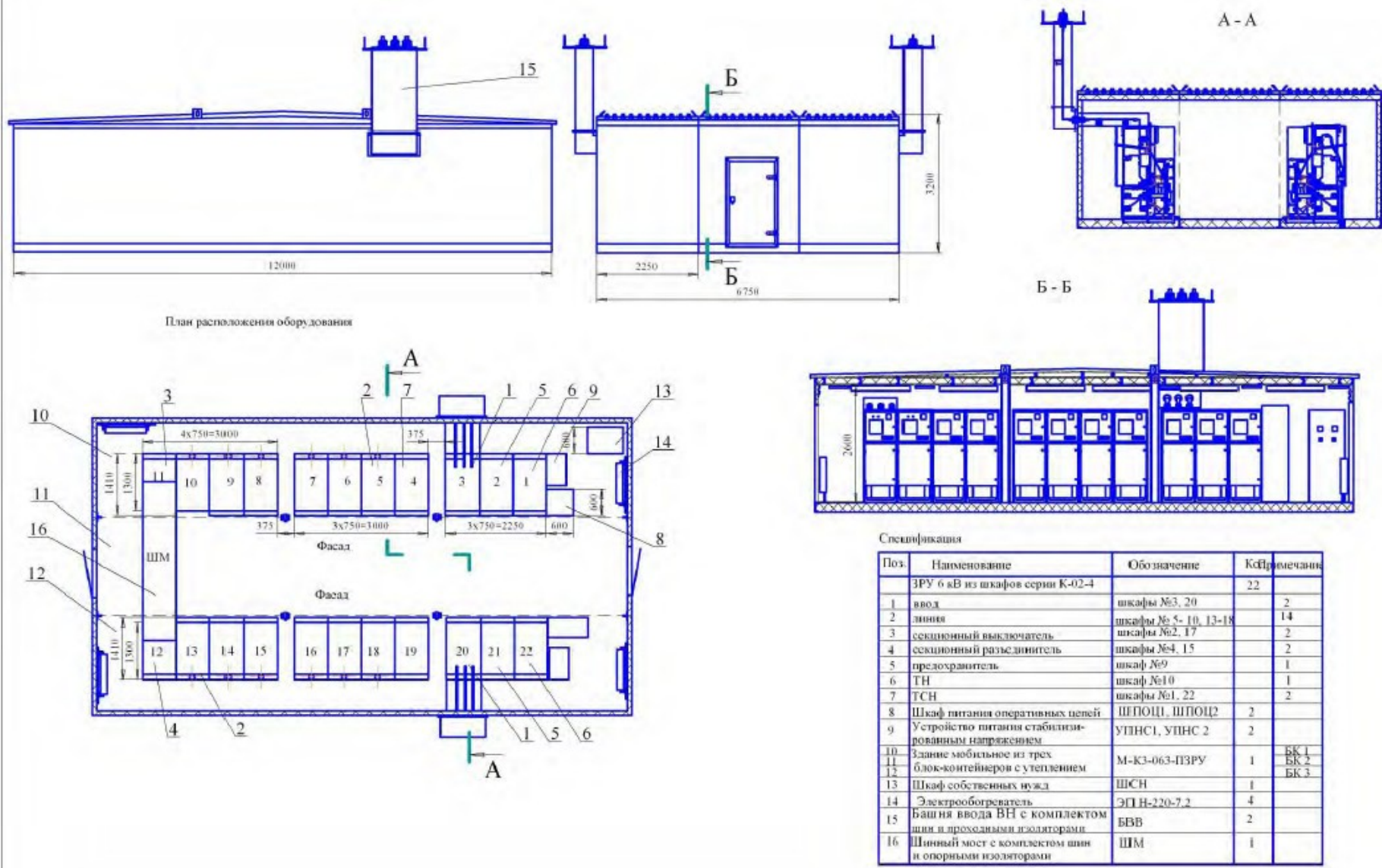


Рис. 76. Комплектное РУ 10 кВ в отдельном помещении: 1 – шкаф КРУ 1500 2- 2- токопровод между шкафами, 3 – шкаф КРУ 900 мм, 4 – токопровод между шкафами.



Спецификация

Поз.	Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
	ЗРУ 6 кВ из шкафов серии К-02-4		22	
1	ввод	шкафы №3, 20	2	
2	линия	шкафы № 5- 10, 13-18	14	
3	секционный выключатель	шкафы №2, 17	2	
4	секционный разъединитель	шкафы №4, 15	2	
5	предохранитель	шкаф №9	1	
6	ТН	шкаф №10	1	
7	ТСН	шкафы №1, 22	2	
8	Шкаф питания оперативных цепей	ШПОЦ1, ШПОЦ2	2	
9	Устройство питания стабилизированным напряжением	УПНС1, УПНС 2	2	
10	Здание мобильное из трех блок-контейнеров с утеплением	М-КЗ-063-ПЗРУ	1	БК 1
11				БК 2
12				БК 3
13	Шкаф собственных нужд	ШСН	1	
14	Электрообогреватель	ЭПН-220-7,2	4	
15	Башня ввода ВН с комплектом шин и проходными изоляторами	БВВ	2	
16	Шинный мост с комплектом шин и опорными изоляторами	ШМ	1	

Рис. 77. РП 6-10 кВ с воздушным вводом

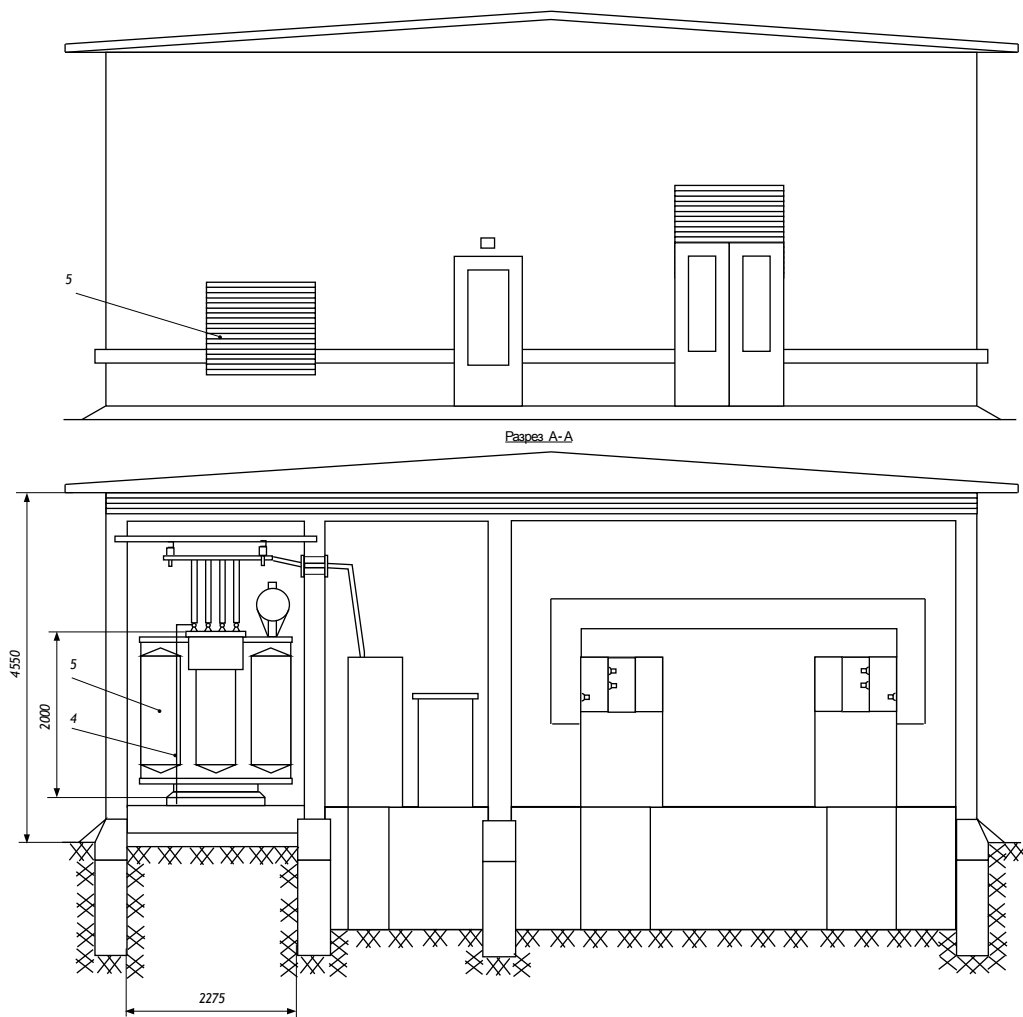
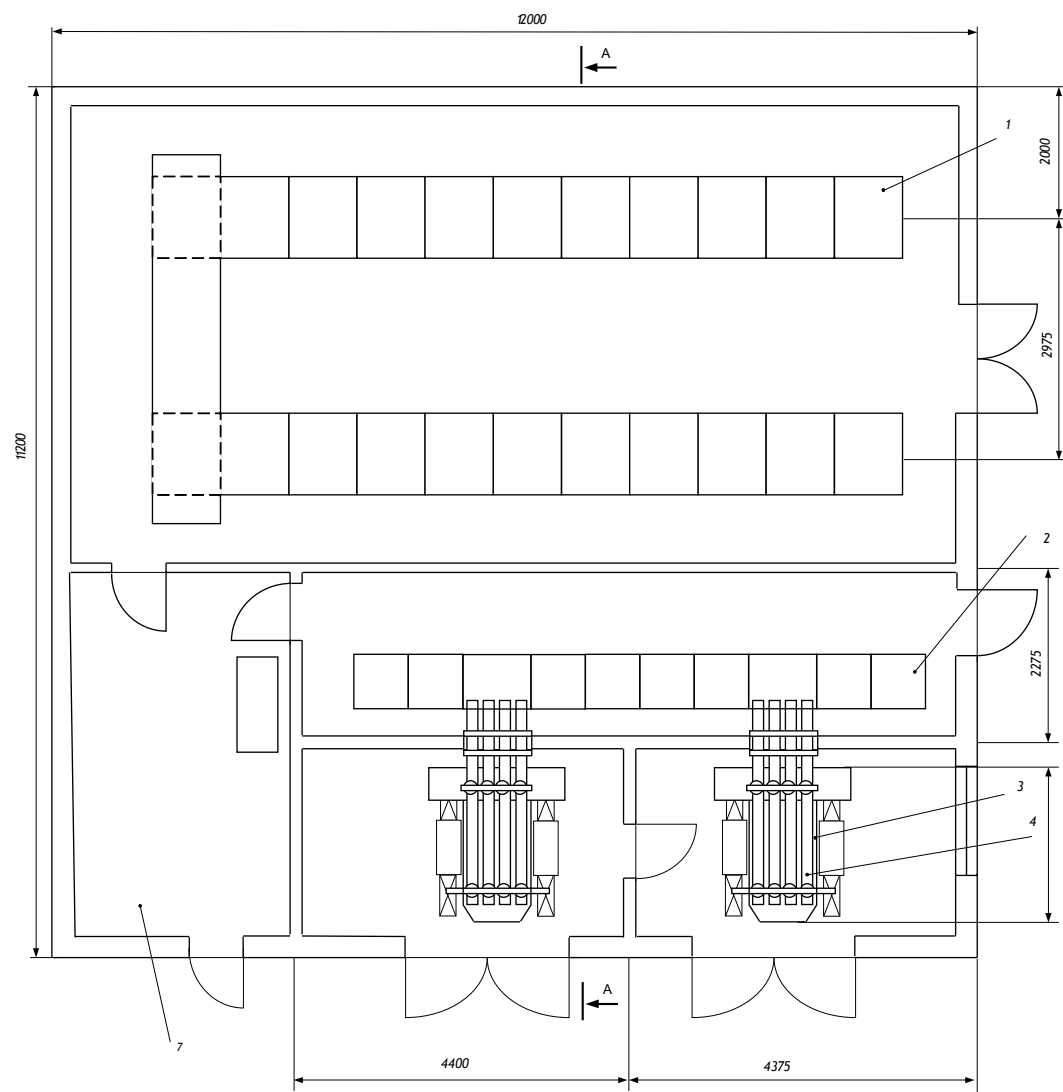


Рис. 78. Внешний вид отдельно стоящего РУ 6-10 кВ совмещенного с ТП

Таблица 45

Расшифровка обозначений на чертеже

Формат	Зона	Пвз.	Обозначение на черт еже	Наименование	Кол.
				<u>Условные обозначения</u>	
				<u>на черт еже</u>	
		1	1	РУ (К- 63) 6 кВ	1
		2	2	Щит 380 В	1
		3	3	Трансформат ор	2
		4	4	Шина алюминиевая фазная	3
		5	5	Радиат ор	4
		6	6	Жалюзи	2
		7	7	Аппарат ная	1
		8	8	Кабельный блок	1
		9	9	Изолят ор	8
		10	10	Концевая воронка	1
		11	11	Алюминиевая шина	3
		12	12	Фарфоровая втулка	3
		13	13	Эпоксидная смола	1
		14	14	Ст альная воронка	1
		15	15	Дополнит ельная изоляция	1
		16	16	Фазная изоляция	1
		17	17	Поясная изоляция	1
		18	18	Оболочка кабеля	1
		19	19	Осoba заземления	1
		20	20	Провод заземления	1
		21	21,22,25	Проволочные бандаж	3
		22	23,24	Изоляция	

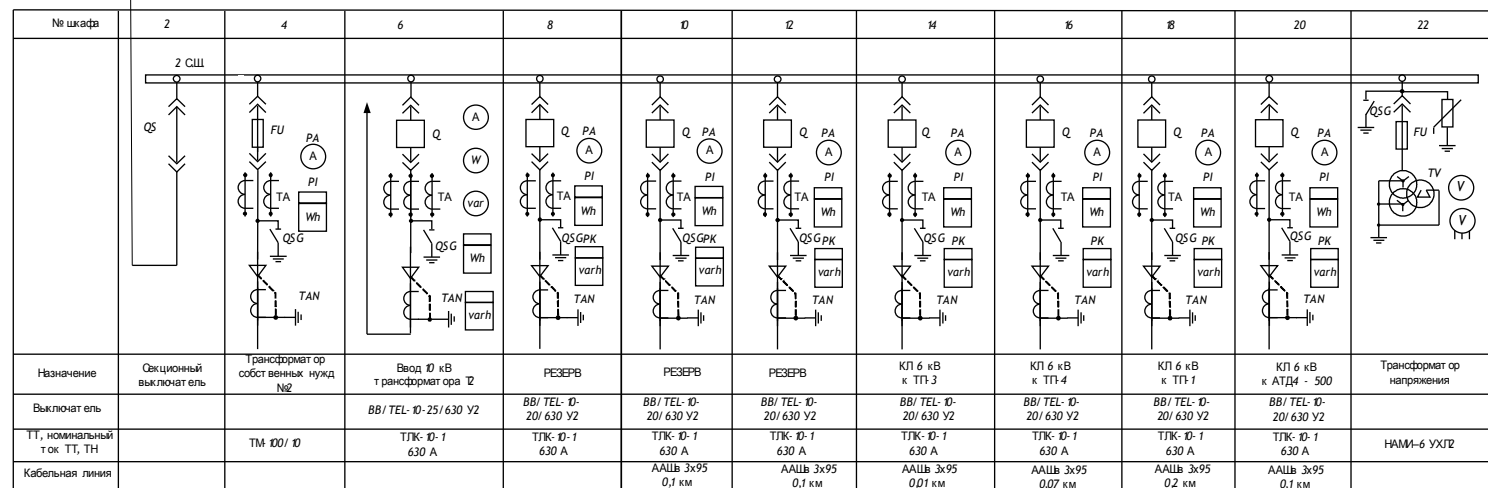
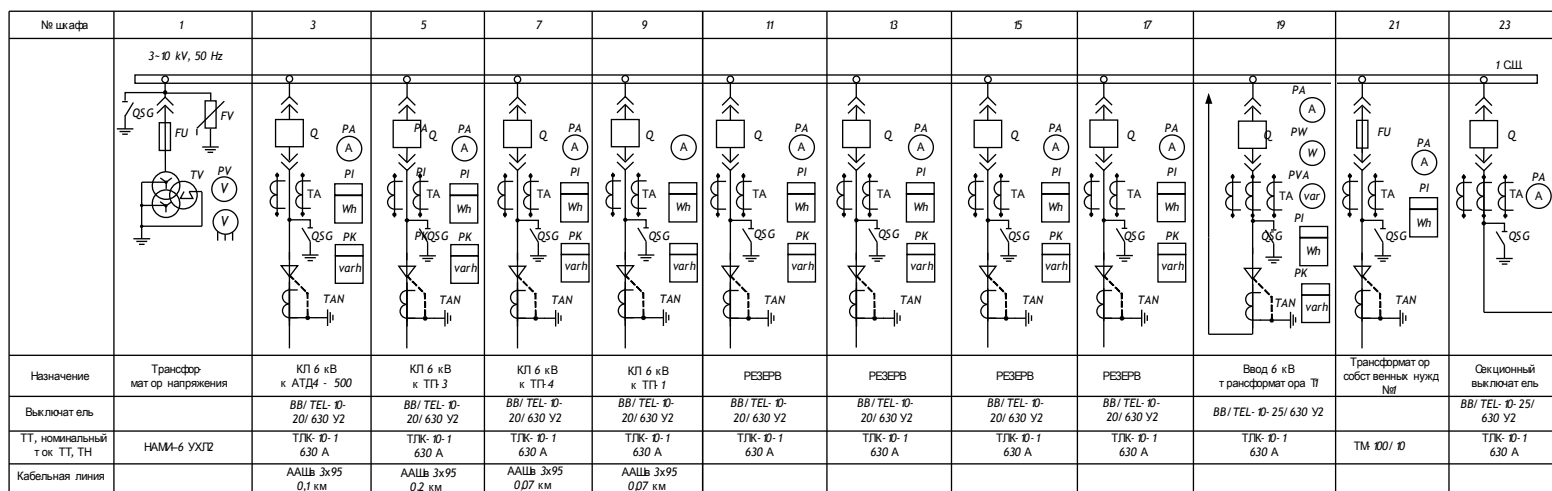


Рис. 79. Однолинейная схема РУ

Комплектные трансформаторные подстанции

Назначение и классификация

Комплектные трансформаторные подстанции применяют для приема, распределения и преобразования электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц.

По числу трансформаторов КТП могут быть однотрансформаторными, двухтрансформаторными и трехтрансформаторными.

По роду установки КТП могут быть:

- внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами;
- наружной установки (только с масляными трансформаторами);
- смешанной установки с расположением РУ высшего напряжения и трансформатора снаружи, а РУ низшего напряжения внутри помещения.

КТП можно разделить на четыре основные группы.

1. КТП наружной установки мощностью 25...400 кВА, напряжением 6...35/0,4 кВ, применяемые для электроснабжения объектов сельскохозяйственного назначения. Это в основном мачтовые подстанции. КТП данной группы состоят из шкафа ввода ВН, трансформатора и шкафа НН, укомплектованного на отходящих линиях автоматическими выключателями.

2. КТП внутренней и наружной установки напряжением до 10 кВ включительно мощностью 160...2500 кВА, которые в основном используют для электроснабжения промышленных предприятий. КТП этой группы состоят из шкафов ввода на напряжение 10 кВ и РУ напряжением до 1 кВ. Для КТП применяют как масляные, так и заполненные негорючей жидкостью или сухие трансформаторы специального исполнения с боковыми выводами, для КТП наружной установки - только масляные.

3. Сборные и комплектные трансформаторные подстанции напряжением 35... 110/6... 10 кВ. Со стороны высокого напряжения подстанции комплектуются открытыми распределительными устройствами напряжением 35... 110 кВ, со стороны 6... 10 кВ - шкафами КРУН наружной установки.

4. КТП специального назначения, перевозимые на салазках, напряжением 6...10 кВ, мощностью 160...630 кВ-А, которые выпускаются для электроснабжения стройплощадок, рудников, шахт, карьеров.



Особенности конструктивного исполнения комплектных трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6...10 кВ. В целях наибольшего приближения к потребителям рекомендуется применять внутренние, встроенные в здание или пристроенные к нему, трансформаторные подстанции. Встроенные в здание или пристроенные трансформаторные подстанции имеют выход из камер с масляными трансформаторами и высоковольтными аппаратами непосредственно наружу. Внутрицеховые подстанции могут размещаться на первом и втором этажах производств, которые согласно противопожарным требованиям отнесены к категориям Г и Д первой и второй степеням огне-

стойкости. Внутрицеховые подстанции размещаются, как открыто, так и в отдельных помещениях.

Размещение внутрицеховых подстанций в помещениях пыльных и с химически активной средой допускается при условии принятия мер, обеспечивающих надежную работу электрооборудования.

В производственных помещениях трансформаторы и РУ могут устанавливаться, как открыто, так и в камерах и отдельных помещениях. На каждой открыто установленной цеховой подстанции

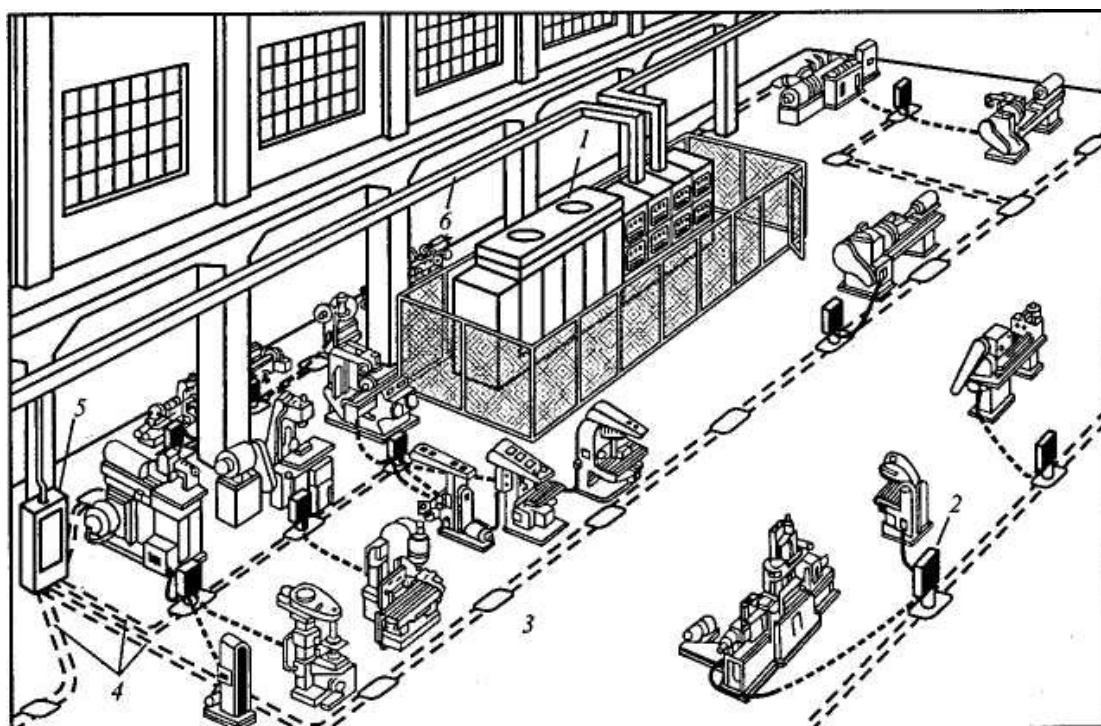


Рис. 80. Модульная разводка силовой электросети к электроприемникам механического цеха:

- 1 - комплектная трансформаторная подстанция; 2 - колонка с автоматическим выключателем; 3 - ответвительная коробка; 4 - модульная магистраль; 5 - силовой шкаф; 6 - магистральный шинопровод

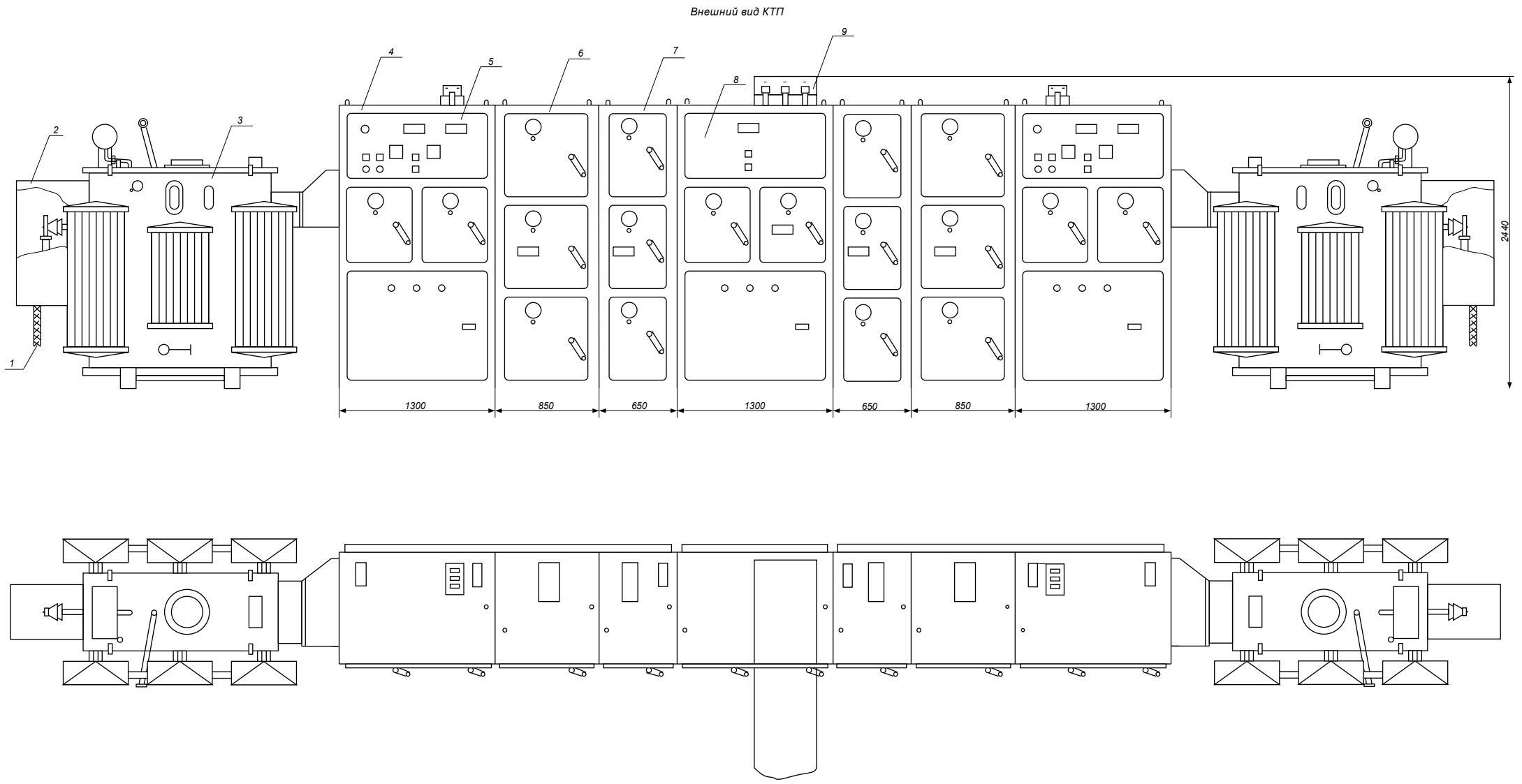


Рис. 81. Заводская КТП однорядное исполнение

Схема расположения КТП в помещении

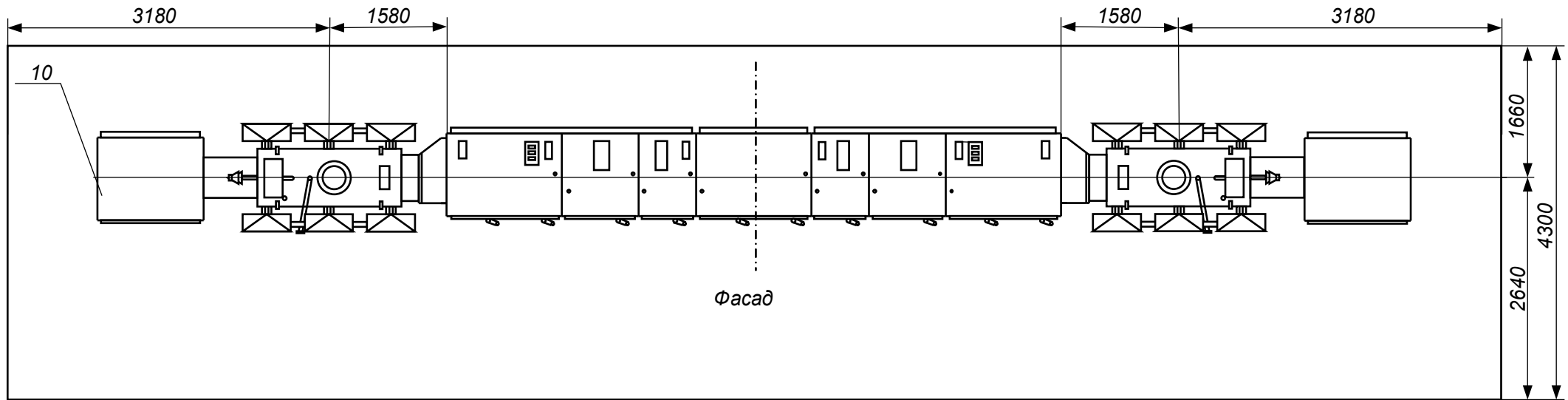


Рис. 82. Фасад внутри цеховой однорядной КТП

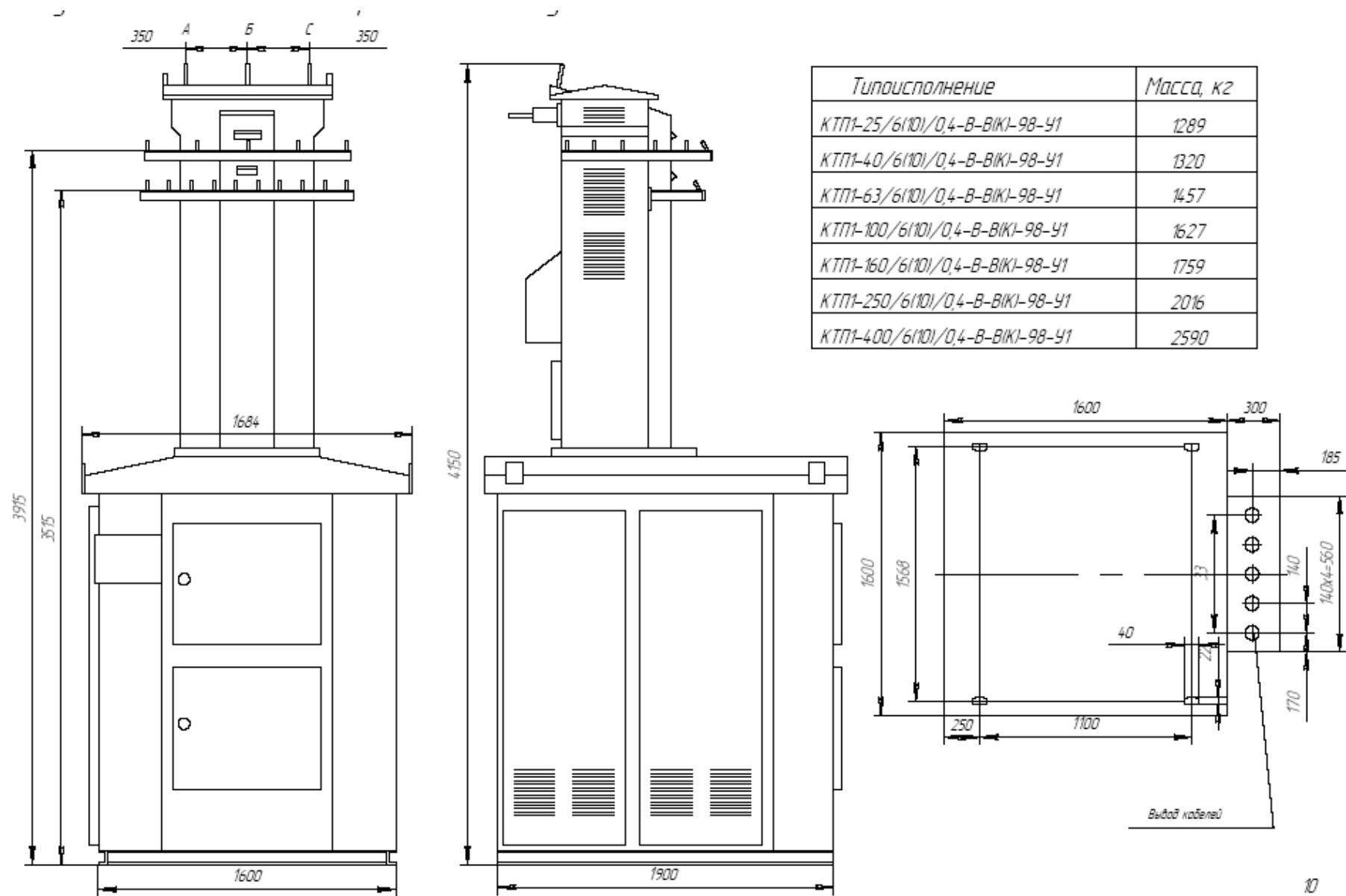


Рис. 83. Тупиковая с/х ТП с воздушным вводом

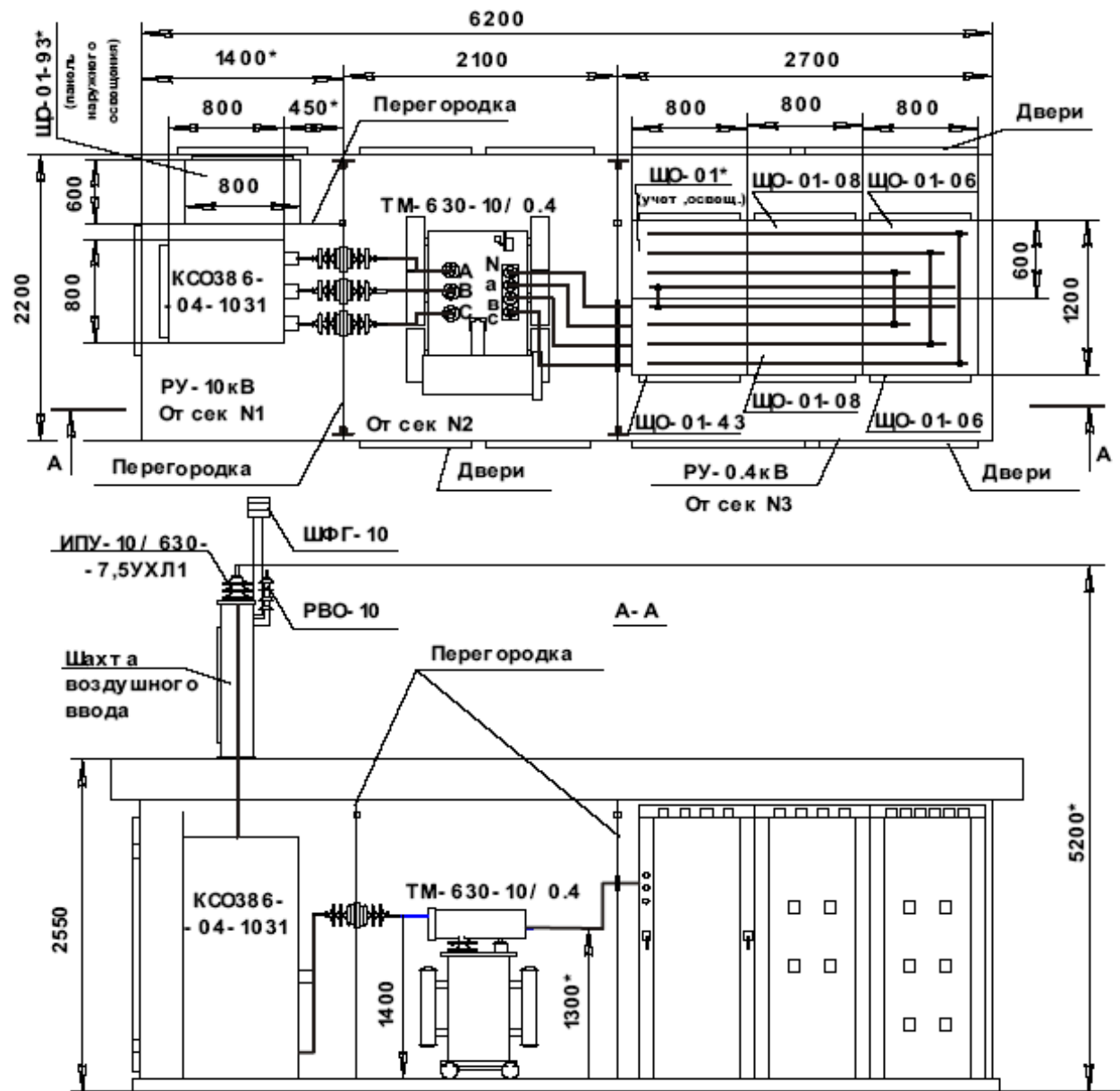


Рис. 84. Комплектная одностранформаторная тупиковая П/ст типа КТПНТ-630-10/0,4-97У1 с воздушным вводом

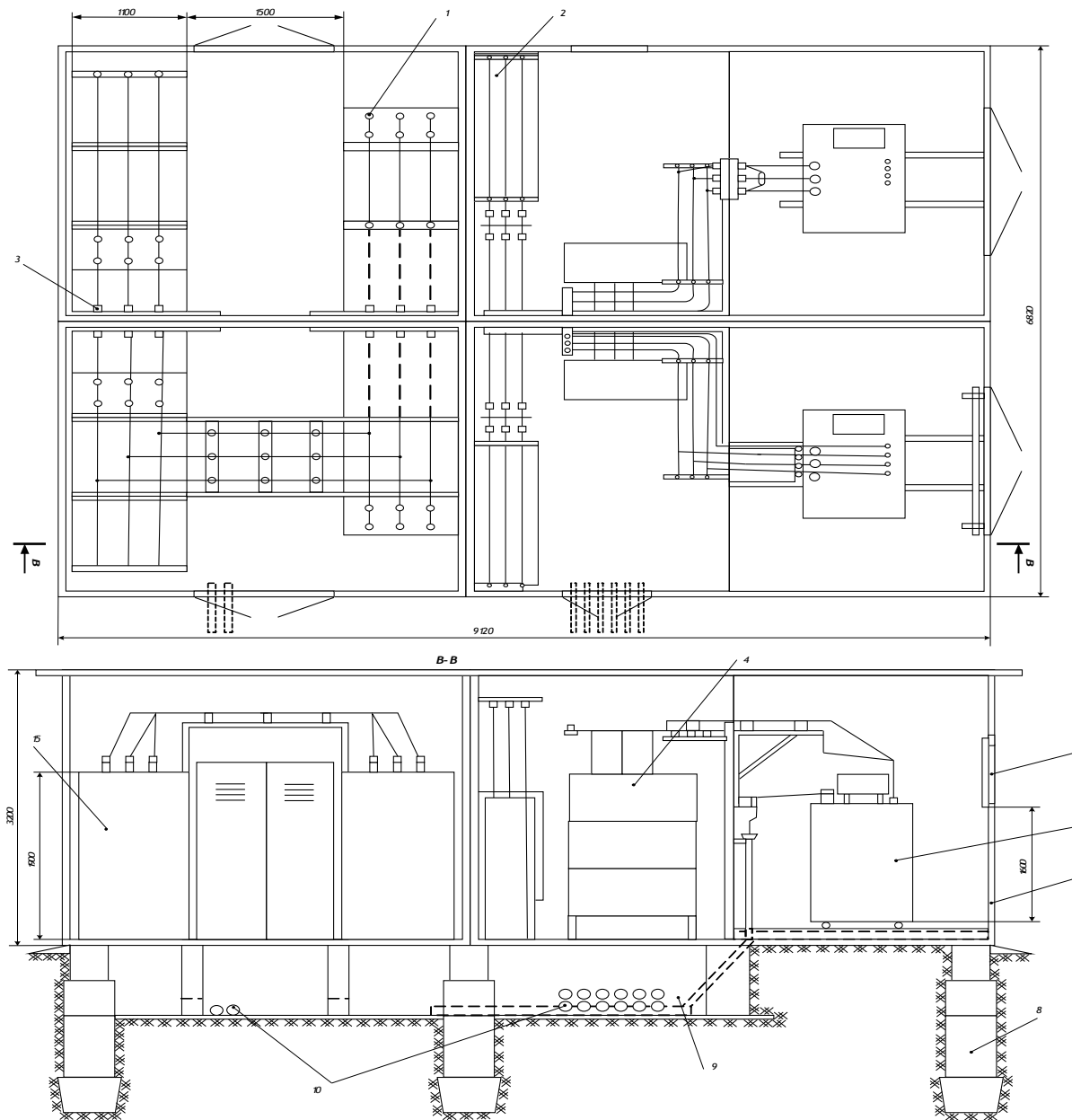


Рис. 85. План и разрез городской ТП совмещенной с РП

Пояснения к вышеуказанному рисунку

Номер	Наименование
1	Заземляющие разъединит ели
2	Распределит ельное уст ройст во 380 В
3	Проходные предохранит ели
4	Уст ройст ва АВР
5	Жалюзи
6	Трансформат ор
7	Железобет онные блоки
8	Железобет онные фундамент
9	Кабельное подполье
10	Асбест цемент ные т рубы для ввода кабелей
11	Траверсы с изолят орами
12	Трансформат оры т ока
13	Кабельная воронка
14	Вьключат ель
15	Распределит ельное уст ройст во
16	Алюминиевая шина фазная

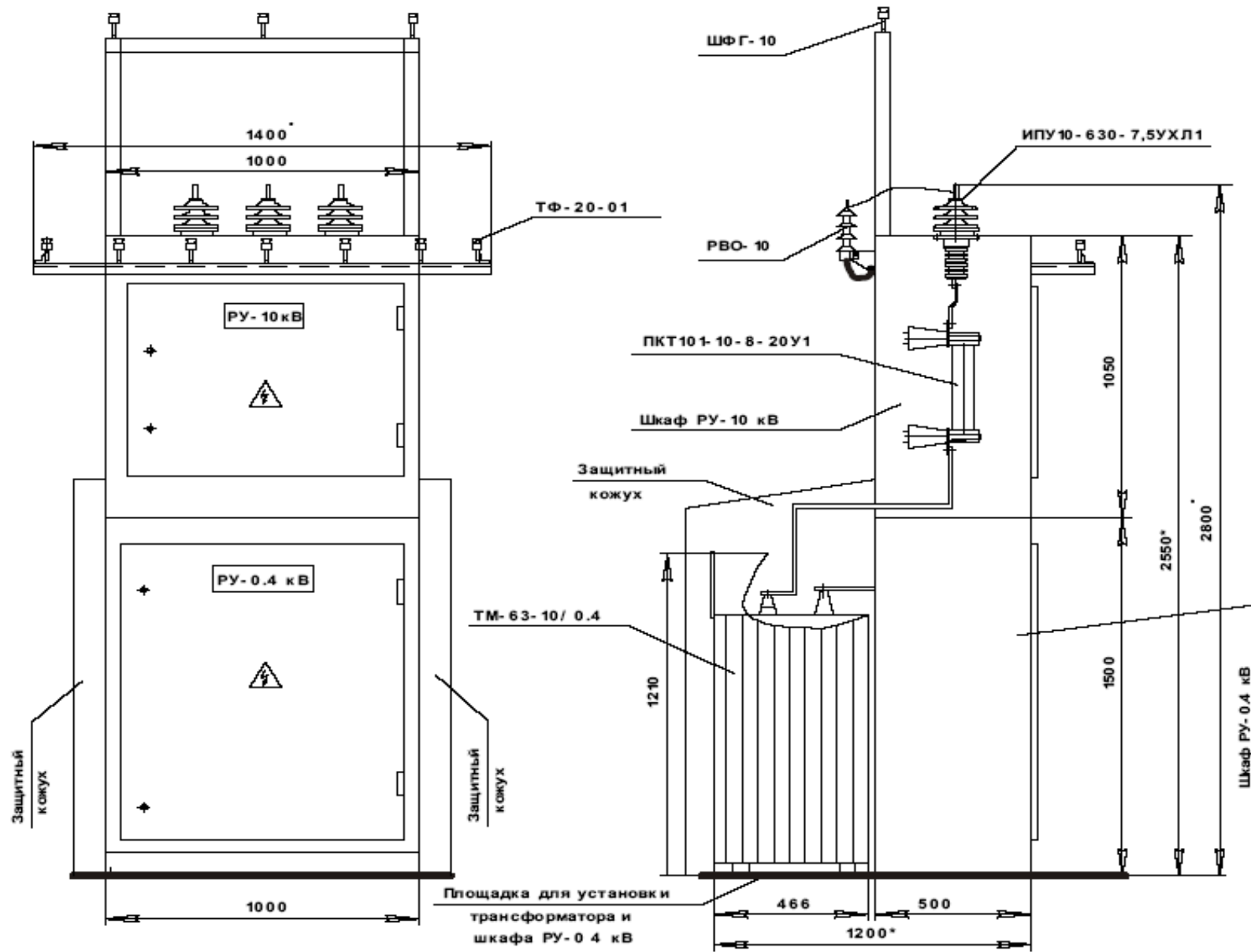


Рис. 86. КТП сельско-хозяйственного исполнения столбового типа

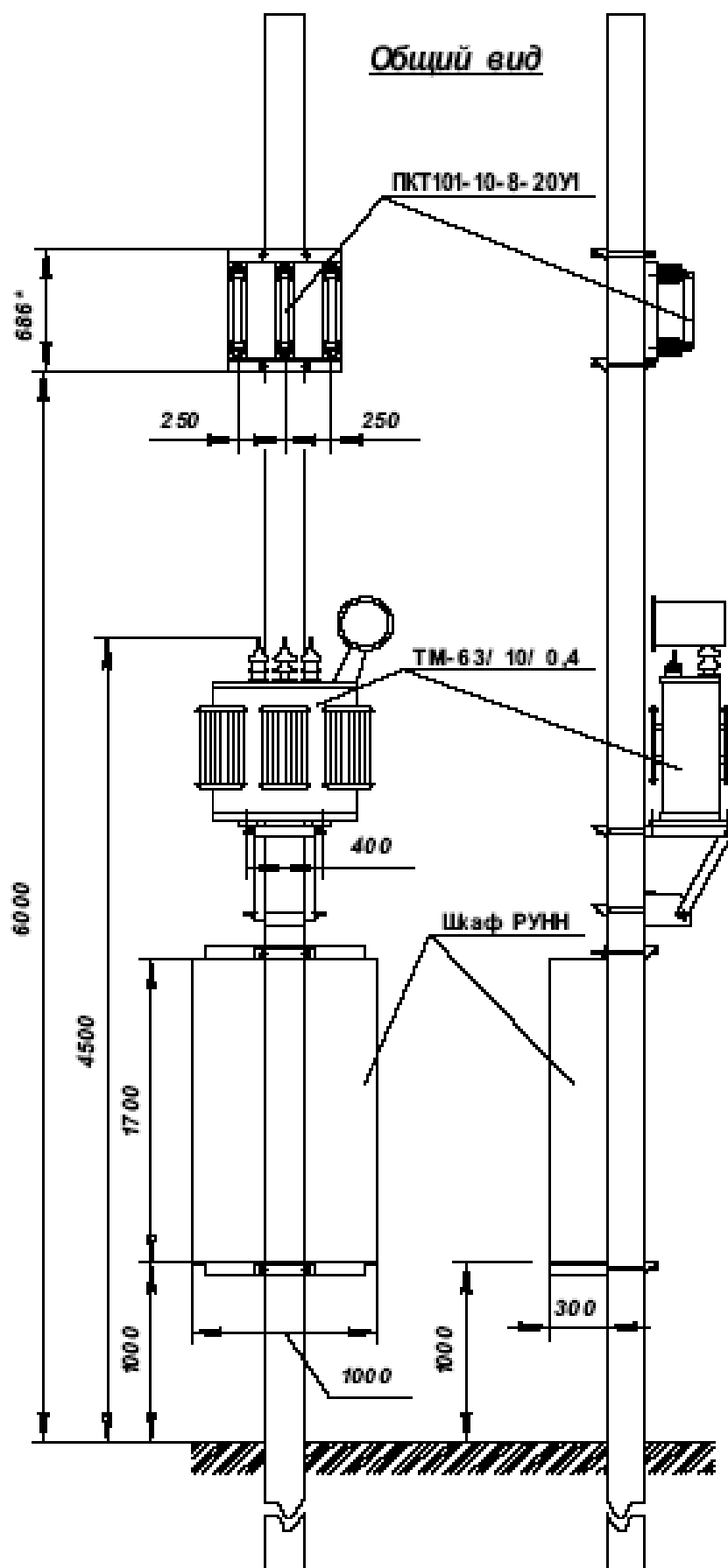


Рис. 87. Сельская КТП мачтового исполнения

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

ТЕМА 1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Показатели графиков нагрузки (активной, реактивной и токовой): коэффициент использования, коэффициент включения, коэффициент загрузки, коэффициент формы, коэффициент заполнения, коэффициент энергоиспользования, коэффициент одновременности максимумов нагрузки. Понятие максимума нагрузки (получасовой суточный пик).

Контрольное задание. Требуется по предложенному преподавателем графику нагрузки определить: коэффициент использования, коэффициент включения, коэффициент загрузки, коэффициент формы, коэффициент заполнения, коэффициент энергоиспользования.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №2 «Характеристики графиков нагрузки элементов систем электроснабжения»

Исходные данные контрольного примера.

На следующем рисунке 88 приведен суточный зимний график активной нагрузки подстанции.



Рис. 88. Суточный график подстанции

Годовое число часов использования максимума нагрузки равно 5000 ч.

Решение.

Определяем коэффициент использования

1. Определяем среднюю нагрузку на графике:

$$P_{см} = \frac{\sum \Delta P_i \cdot t_i}{\sum t_i} = \frac{(5,25 \cdot 4 + 6,75 \cdot 4 + 13,5 \cdot 4 + 12,75 \cdot 4 + 15 \cdot 4 + 11,25 \cdot 4)}{24} = 10,75 \text{ МВт}$$

2. Определяем коэффициент использования, для этого по графику номинальная мощность. Номинальная мощность потребителя $P_{ном} = 15 \text{ МВт}$.

$$K_u = P_{см} / P_{ном} = 10,75 / 15 = .$$

3. Коэффициент формы графика нагрузки

$$K_\phi = \frac{\sqrt{\sum (\Delta P_i \cdot t_i)^2}}{\sum \Delta P_i \cdot t_i} = \frac{\sqrt{6 \cdot \sqrt{(5,25 \cdot 4)^2 + (6,75 \cdot 4)^2 + (13,5 \cdot 4)^2 + (12,75 \cdot 4)^2 + (15 \cdot 4)^2 + (11,25 \cdot 4)^2}}}{(5,25 \cdot 4) + (6,75 \cdot 4) + (13,5 \cdot 4) + (12,75 \cdot 4) + (15 \cdot 4) + (11,25 \cdot 4)} = 1,053.$$

4. Коэффициентом заполнения графика нагрузки

$$P_{max} = 15 \text{ МВт (за 0,5 часа)}.$$

$$K_{з.з} = P_{с.ц} / P_{max} = 10,75 / 15 = .$$

5. Коэффициентом включения. Так как у нас имеется групповой график подстанции, то суточный график не имеет разрывы мощности, таким образом:

$$k_e = 1.$$

6. Коэффициент загрузки, исходя из формулы:

$$k_z = p_{с.ц} / [p_{ном} \cdot k_e] = P_{см} / [P_{ном} \cdot k_e] = 0,72.$$

7. Определим среднегодовое потребление:

$$\mathcal{E}_e = P_{max} \cdot T_{max} = 15 \cdot 5000 = 75000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

8. Определим коэффициент энергоиспользования. Сначала по календарю определим число нерабочих дней в году (выходные, праздничные дни и время отпуска) всего $m = 62$ дня, при продолжительности смены $T_{см} = 7$ ч, число смен $- 2$, $T_n = 0$ ч, коэффициент учитывающий время ремонта и простои $K_p = 0,96$.

Годовое число часов работы:

$$T_z = (365 - m) \cdot n \cdot T_{cm} \cdot K_p - T_{np} = (365 - 62) \cdot 2 \cdot 8 \cdot 0,96 - 0 = 4654,1 \text{ ч.}$$

Коэффициент энергоиспользования

$$P_{c.z} = \mathcal{E} / T_z = 75000 / 4654,1 = \text{МВт.}$$

$$K_{\mathcal{E},z} = P_c / P_{c.z} = 10,75 / 16,1 = .$$

Коэффициент энергоиспользования $K_{\mathcal{E},z}$ изменяется в пределах 0,55...0,95, следовательно расчет проведен верно.

ТЕМА 2. РАСЧЕТ ОДНОФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1. Распределение нагрузки по фазам.

2. Расчет средней активной и реактивной мощности наиболее нагруженной фазы.

3. Коэффициенты приведения.

4. Расчетные нагрузки трехфазной электрической сети, полученные путем приведения однофазной нагрузки к трехфазной.

Контрольное задание. Для однофазных электроприемников требуется по предложенному преподавателем нижеследующему рисунку определить расчетную электрическую нагрузку группы однофазных электроприемников

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №8 «Расчетные электрические нагрузки однофазных электроприемников пиковые нагрузки полные активные и реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ трансформаторов ГПП».

Исходные данные контрольного примера.

Печи электронагревательные: число $n_1 = 4$, мощность $P_1 = 17$ кВт, $\cos\varphi = 0,9$, $U_{ном} = 220$ В, $k_{u1} = 0,98$; вентиляторы: число $n_2 = 3$, мощность $P_2 = 12$ кВт, $\cos\varphi = 0,75$, $U_{ном} = 380$ В, $k_{u2} = 0,85$; сварочные машины: число $n_3 = 4$, мощность $S_3 = 15$ кВт, $\cos\varphi = 0,65$, $U_{ном} = 380$ В, $ПВ_3 = 20\%$, $k_{u3} = 0,9$; тельферы автоматические: число $n_4 = 3$, мощность $S_4 = 20$ кВт, $\cos\varphi = 0,6$, $U_{ном} = 380$ В, $ПВ_4 = 100\%$, $k_{u4} = 0,75$; шовные ролики: число $n_5 = 2$, мощность $S_5 = 16$ кВт, $\cos\varphi = 0,35$, $U_{ном} = 380$ В, $ПВ_5 = 100\%$, $k_{u5} = 0,85$; стыковые и сварочные маши-

ны: число $n_6 = 4$, мощность $S_6 = 25$ кВт, $\cos\varphi = 0,65$, $U_{ном} = 380$ В, $ПВ_6 = 20\%$, $k_{u5} = 0,45$.

Решение.

Электроприемники 1 и 2 работают в длительном режиме, а электроприемники 3, 4, 5, 6, являющиеся разновидностями сварочных машин, в кратковременном и повторно-кратковременном режиме. Следовательно, расчетную нагрузку для первой группы однофазных электроприемников следует определять по средней мощности, а для второй по эффективной мощности.

1. Распределим электроприемники первой группы по фазам, как показано на рисунке 89.

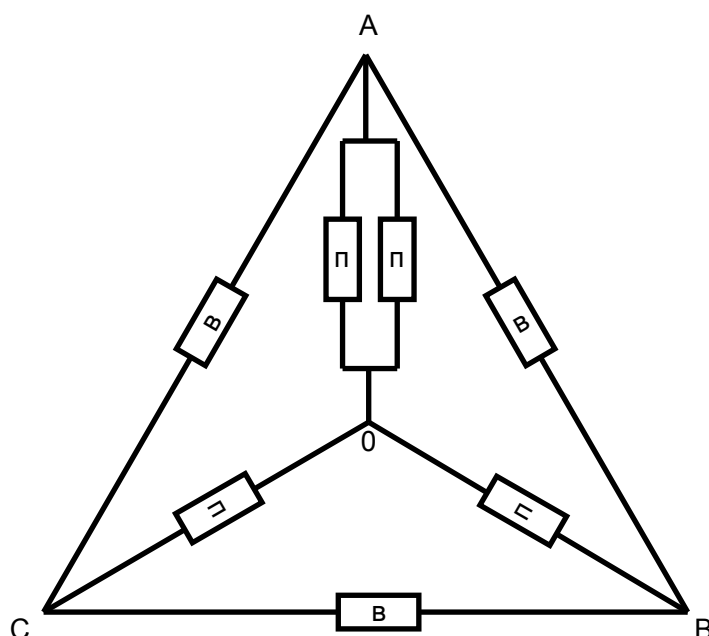


Рис. 89. Распределение электроприемников по фазам

Определим коэффициент неравномерности распределения по фазам:

$$H = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\min}} \cdot 100\% = \frac{(2 \cdot 4P_1 + P_2) - (P_1 + P_2)}{P_1 + P_2} \cdot 100\% = \frac{(2 \cdot 4 \cdot 17 + 12) - (17 + 12)}{17 + 12} \cdot 100\% =$$

= %.

Неравномерность превышает 15%, выберем другой вариант распределения:

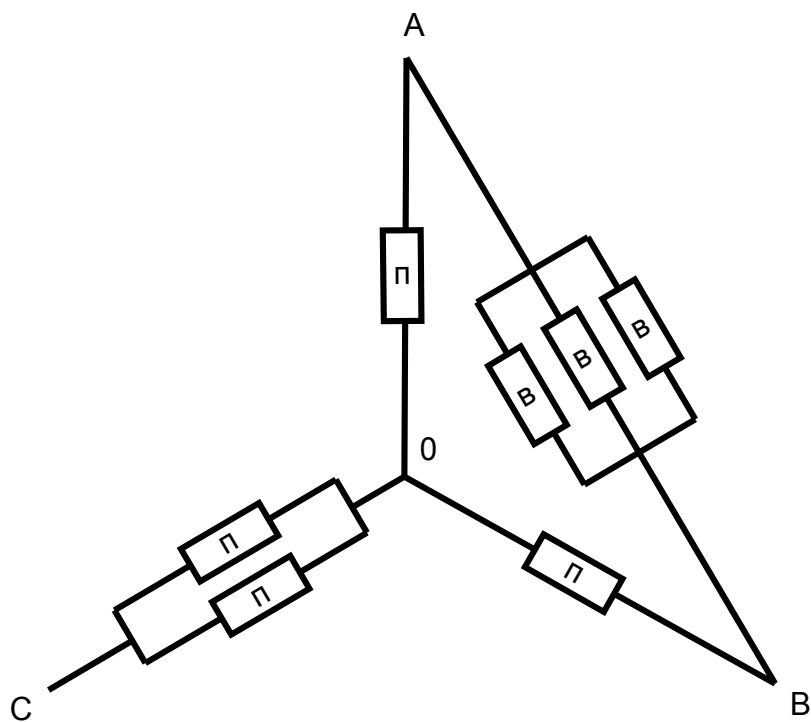


Рис. 90. Неравномерность распределения электроприемников по фазам

$$H = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\min}} \cdot 100\% = \frac{\sum_{\text{И}} P_1 + \frac{3}{2} P_2 - (2 \cdot P_1)}{(2 \cdot P_1)} \cdot 100\% = \frac{\sum_{\text{И}} 17 + \frac{3}{2} \cdot 12 - (2 \cdot 17)}{2 \cdot 17} \cdot 100\% =$$

$$= 15\%.$$

Коэффициент неравномерности меньше 15%, т.е. делаем вывод о равномерном распределении нагрузки электроприемников.

Наиболее загруженными являются фазы А и В, следовательно для них следует проводить расчет. Для дальнейших расчетов выбираем фазу А:

$$P_{\max \phi, c} = e \cdot k_{\text{И}} \cdot P_{\text{ном}(AC)} \cdot k_{(AC)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot k_{(AB)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot k_{(AB)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot k_{(AB)A} =$$

$$= 0 + 0,85 \cdot 12 \cdot 0,75 + 0,98 \cdot 17 = 24,31 \text{ кВт.}$$

Определяем значение средней реактивной мощности наиболее загруженной фазы:

$$Q_{\max \phi, c} = e \cdot k_{\text{И}} \cdot P_{\text{ном}(AC)} \cdot \text{tg} \varphi_{AC} \cdot k_{(AC)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot \text{tg} \varphi_{AB} \cdot k_{(AB)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot \text{tg} \varphi_{AB} \cdot k_{(AB)A} + e \cdot P_{\text{И}} \cdot k_{\text{И}} \cdot \text{tg} \varphi_{AB} \cdot k_{(AB)A} =$$

$$= 0 + 0,85 \cdot 12 \cdot 0,882 \cdot 0,56 + 0,98 \cdot 17 \cdot 0,484 = 13,10 \text{ кВт.}$$

Значение расчетной активной и реактивной мощности рассматриваемой группы ЭП:

$$P_{p\Phi}(\Phi) = 3 \cdot 4P_{\max \Phi, c} = 3 \cdot 24,31 = 72,93 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Phi}(\Phi) = 3 \cdot 4Q_{\max \Phi, c} = 3 \cdot 13,10 = 39,3 \text{ кВт.}$$

Для остальных однофазных электроприемников определяем расчетную нагрузку по эффективной мощности.

Приводим номинальную активную и реактивную мощность к длительно-му режиму:

$$P_{ном3} = S_{нас3} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_3 = 15 \cdot \sqrt{0,2} \cdot 0,65 = 4,36 \text{ кВт;}$$

$$P_{ном4} = S_{нас4} \cdot \sqrt{4} \cdot \cos \varphi_4 = 20 \cdot \sqrt{1} \cdot 0,6 = 12,00 \text{ кВт;}$$

$$P_{ном5} = S_{нас5} \cdot \sqrt{5} \cdot \cos \varphi_5 = 16 \cdot \sqrt{1} \cdot 0,35 = 5,60 \text{ кВт;}$$

$$P_{ном6} = S_{нас6} \cdot \sqrt{6} \cdot \cos \varphi_6 = 25 \cdot \sqrt{0,2} \cdot 0,65 = 7,27 \text{ кВт;}$$

$$P_{сво\bar{м}} = P_{u3} \cdot k_3 = 4,36 \cdot 0,9 = 3,92 \text{ кВт;}$$

$$P_{сво\bar{м}} = P_{u4} \cdot k_4 = 12,00 \cdot 0,75 = 9,00 \text{ кВт;}$$

$$P_{сво\bar{м}} = P_{u5} \cdot k_5 = 5,60 \cdot 0,85 = 4,76 \text{ кВт;}$$

$$P_{сво\bar{м}} = P_{u6} \cdot k_6 = 7,27 \cdot 0,45 = 3,27 \text{ кВт.}$$

Определяем среднюю полную мощность:

$$S_{св\bar{а}\bar{с}} = S_{нас3} \cdot \sqrt{k_{u3}} \cdot \cos \varphi_3 = 15 \cdot \sqrt{0,2} \cdot 0,9 = 6,04 \text{ кВт;}$$

$$S_{св\bar{а}\bar{с}} = S_{нас4} \cdot \sqrt{k_{u4}} \cdot \cos \varphi_4 = 20 \cdot \sqrt{1} \cdot 0,75 = 15,00 \text{ кВт;}$$

$$S_{св\bar{а}\bar{с}} = S_{нас5} \cdot \sqrt{k_{u5}} \cdot \cos \varphi_5 = 16 \cdot \sqrt{1} \cdot 0,85 = 13,60 \text{ кВт;}$$

$$S_{св\bar{а}\bar{с}} = S_{нас6} \cdot \sqrt{k_{u6}} \cdot \cos \varphi_6 = 25 \cdot \sqrt{0,2} \cdot 0,45 = 5,03 \text{ кВт.}$$

Определяем средневзвешенный $\cos \varphi_{cp}$:

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum P_{ci} \cdot \cos \varphi_i}{\sum S_{ci} \cdot \cos \varphi_i} = \frac{3,92 \cdot 4 + 9,00 \cdot 3 + 4,76 \cdot 2 + 3,27 \cdot 4}{6,04 \cdot 4 + 15,00 \cdot 3 + 13,60 \cdot 2 + 5,03 \cdot 4} = .$$

Распределяем мощности по парам фаз:

фаза\потребитель	1 гр.	2 гр.	3 гр.	4 гр.	сумма
AB		15	27,2		42,2
BC	12,08	15		10,06	37,14
CA	12,08	15		10,06	37,14

Определяем неравномерность: $H = \frac{42.2 - 37.14}{37.14} \cdot 100\% = \%$.

Определяем расчетную нагрузку, используя параметры наиболее загруженной фазы:

$$S_{p\phi} = 3 \sqrt{\left(\max(e_{nac} S_{nac} k_u) \right)^2 + e_{\text{III}}^2 \left(\frac{S_{nac} k_u}{3} \right)^2 - \left(\frac{S_{nac} k_u}{3} \right)^2} =$$

$$= 3 \sqrt{\left(0 + 20 \cdot 140,75 + 16 \cdot 140,85 + 0 \right)^2 + \left(0^2 - 0^2 \right) +$$

$$+ \frac{3}{3} \left(20 \cdot 140,75 \right)^2 - \left(20 \cdot \sqrt{1} \cdot 140,75 \right)^2 + \frac{3}{3} \left(16 \cdot 140,85 \right)^2 - \left(16 \cdot \sqrt{1} \cdot 140,85 \right)^2 + \left(0^2 - 0^2 \right)}$$

$$S_{p\phi} = 126,6 \text{ кВт};$$

$$P_{p\phi} = S_{p\phi} \cos \varphi_{cp} = 126,6 \cdot 0,56 = 70,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\phi} = \sqrt{S_{p\phi}^2 - P_{p\phi}^2} = \sqrt{126,6^2 - 70,9^2} = 145,1 \text{ кВт}.$$

ТЕМА 3. РАСЧЕТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА ЦЕХА

1. Выбор коэффициентов использования

2. Ранжирование электроприемников по характерным категориям

3. Расчет средней электрической нагрузки за наиболее загруженную смену.

4. Определение коэффициентов расчетной активной и реактивной нагрузки.

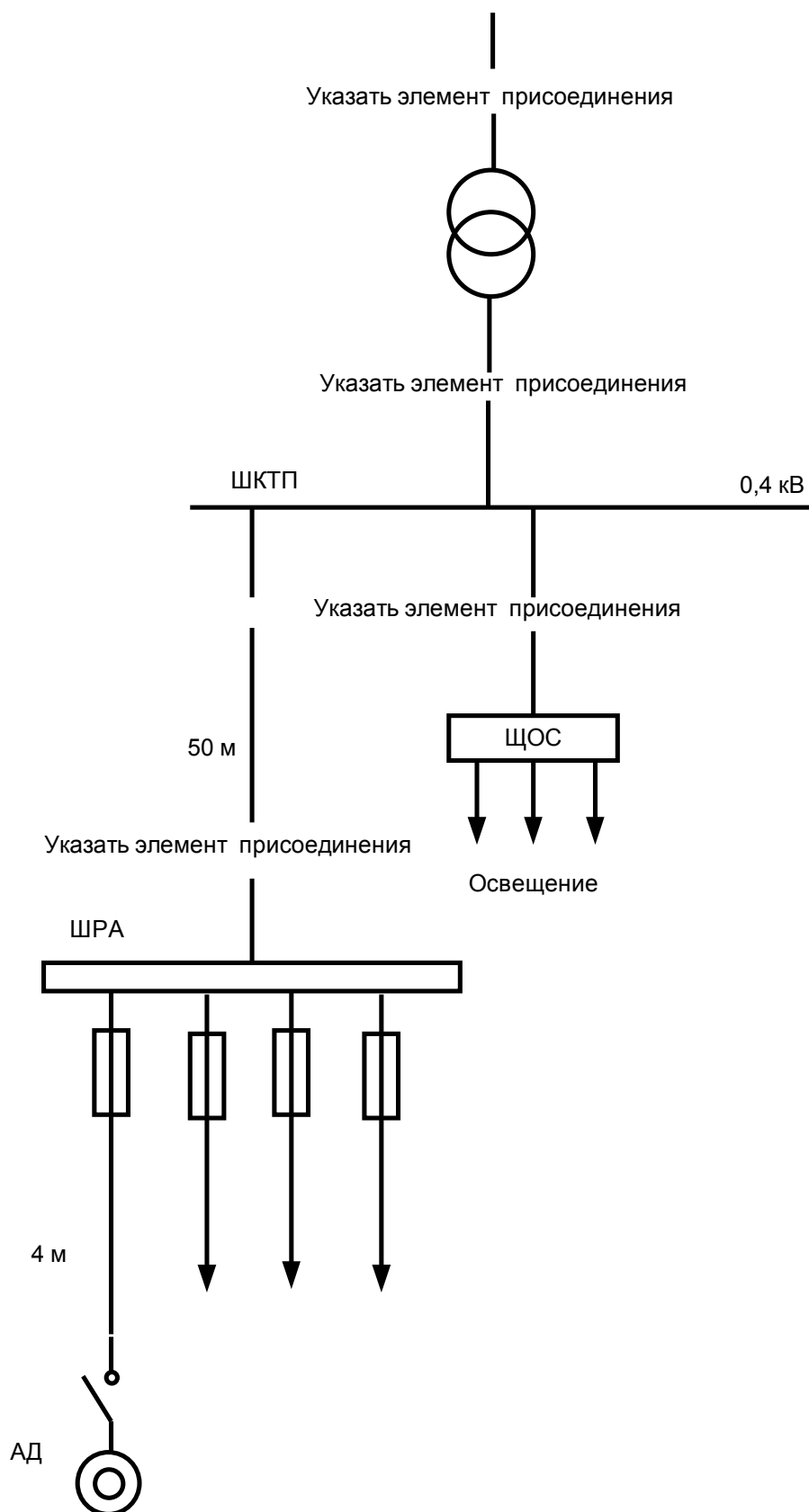
5. Расчет осветительной нагрузки

6. Итоговый расчет нагрузки цеха

Контрольное задание. По приведенному ниже рисунку рассчитать расчетные трехфазные нагрузки механического цеха с учетом осветительной нагрузки и однофазных электроприемников. Тип ламп по выбору преподавателя.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №7 «Расчетные электрические нагрузки промышленных предприятий».

Исходные данные контрольного примера.



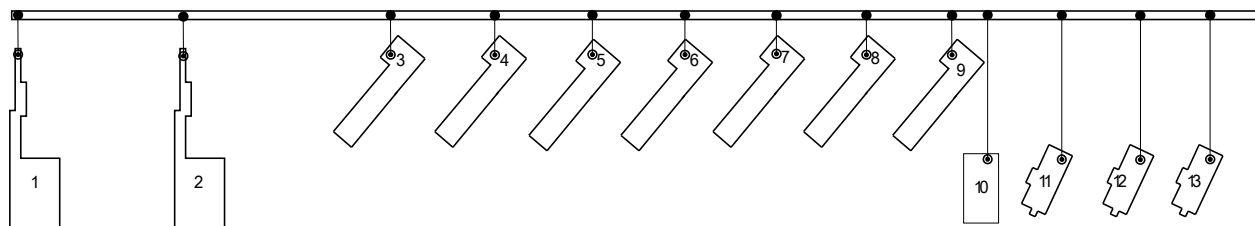


Рис. 91. Силовая нагрузка на плане

Таблица 47

Исходные данные для расчета участка цеха

Наименование электроприемника	№ на плане	Кол.	$P_{\text{ном}}$, кВт
1	2	3	4
Горизонтально-протяжной станок	1, 2	2	35
Токарный станок	3 - 9	7	27,6
Вентилятор	10	1	10
Токарно-револьверный станок	11,12,13	3	30,4

Площадь цеха $F_u = 30 \times 20$ м, нормируемая освещенность $E_{\text{норм}} = 300$ лк, высота потолка $h = 6$ м, параметры потолка, стен и пола: $\rho_n = 30\%$, $\rho_c = 10\%$, $\rho_p = 10\%$.

Решение.

В качестве элементов, которые необходимо указать устанавливаем автоматические выключатели.

Расчет трехфазных электрических нагрузок проводим согласно технического циркуляра ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №359-92.

Указанный расчет проводим в табличной форме для выбора цеховых трансформаторов, следовательно, постоянная времени нагрева $T_0 = 2.5$ ч.

Расчет силовой нагрузки сводим в таблицу 48.

Расчет осветительной нагрузки проводим методом удельной мощности.

Выбираем светильники РСП 05-250 для газоразрядных ламп типа ДНаЗ/Reflux 250 имеют кривую света типа Д (косинусная). Габаритный размер светильника 415x470.

Светильники НСП 09-200 для ламп накаливания типа ЛОН 200 имеют кривую света типа Д (косинусная). Габаритный размер светильника 250 x d200.

$k_3 = 1,5$ (для газоразрядных ламп),

$k_3 = 1,3$ (для ламп накаливания).

По таблице 5-40 [7] находим $\omega = 5,3$ Вт/м², так как в таблице значение понижено на 10%, при этом учтем, что у нас более темное помещение, чем задано в таблице и также увеличим удельную мощность на 5%, то $\omega = 5,3 \cdot 1,1 \cdot 1,05 = 6,1$ Вт/м².

Так как светоотдача выбранной нами лампы ДНаЗ/Reflux 250, применяемой при освещении больших производственных помещений $\Phi_{л} = 26500$ лм, выше, чем у аналогичной лампы ДРЛ250, то также корректируем принятую мощность:

$$\omega = 6,1 \cdot 11000 / 26500 = \text{Вт/м}^2.$$

Так как в таблице приведены данные по освещенности 100 лк (остальные данные совпадают), то произведем перерасчет относительно 300 лк.

$$\omega = (2,5 \cdot 300) / 100 = \text{Вт/м}^2.$$

$$N = \frac{\omega \cdot S}{P}, \quad \text{шт.},$$

где P – мощность стандартной лампы, Вт.

$N = 7,5 \cdot 6300 / 250 = 189$ светильников, учитывая, что нами ранее выбрано 192 светильника их и принимаем в расчете.

Расчет силовой нагрузки

Шинопровод	№ потреб.	Наименование ЭП	Кол- во	Номинальная мощность		$k_{и}$	$tg\varphi$	$P_{с,}$ кВт	$Q_{с,}$ квар	$n_{э}$	$k_{р}$	$P_{р,}$ кВт	$Q_{р,}$ квар	$S_{р,}$ кВА
				Одного,	Группы									
				кВт	ЭП, кВт									
1. Характерная категория														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ШРА-1	1, 2	Горизонтально-протяжной станок	2	35	70	0,2	1,17	14,00	16,38					
	3 - 9	Токарный станок	7	27,6	193,2	0,2	1,17	38,64	45,21					
	11,12,13	Токарно-револьверный станок	3	30,4	91,2	0,2	1,17	18,24	21,34					
		Итого по категории	12		393,4	0,2	1,17	70,88	82,93	12	0,8	56,70	82,93	100,46
	2. Характерная категория													
	10	Вентилятор	1	1	10	0,8	0,75	8,00	6,00	1	4	32,00	6,00	32,56
ВСЕГО												88,7	88,93	125,60

ТЕМА 4. ВЫБОР ШИНОПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ В ЦЕХЕ

1. Расчет рабочего максимального тока.
2. Выбор условий прокладки кабеля.
3. Выбор кабеля по условию нагрева
4. Выбор силового шинпровода.
5. Выбор осветительного шинпровода.

Контрольное задание. По рисунку задания 2 выбрать шинпровода и кабели, питающие силовую нагрузку.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №11 «Выбор проводников выше 1 кВ. Выбор электрооборудования на напряжение до 1 кВ».

Контрольный пример подробно рассмотрен на с. 191-193 [3] (выбор шинпроводов) и с. 188-190 (кабельные линии до 1 кВ).

ТЕМА 5. ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

1. Выбор числа трансформаторов при практически полной компенсации в сети с напряжением до 1 кВ и при отсутствии компенсации в сети до 1 кВ.
2. Определение мощности конденсаторов до и выше 1 кВ.
3. Выбор числа цеховых трансформаторов по приведенным затратам в трансформаторы и установки компенсации и по потерям активной мощности

Контрольное задание. По данным задания 3 выбрать трансформаторы цеховой ТП с учетом компенсации

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №11 «Выбор числа и мощности цеховых подстанций. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения».

Контрольный пример подробно рассмотрен на с. 109-110 [3].

ТЕМА 6. РАСЧЕТ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ РАЙОНА ГОРОДА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЛИПСА РАССЕЯНИЯ.

1. Расчет расчетной электрической нагрузки приведенной к вводу жилого дома.

2. Определение расчетной электрической нагрузки жилых домов микрорайона.

3. Учет в расчетной нагрузке коэффициента совмещения максимумов.

4. Выбор центра электрических нагрузок

5. Расчет эллипса рассеяния вероятностно-статистическим методом.

Контрольное задание. По заданию преподавателя определить расчетную нагрузку квартала микрорайона, выбрать ТП и ее место расположения, схему электроснабжение домо и зданий микрорайона, сечение питающих кабелей.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №9 «Расчетные электрические нагрузки городских и сельских электрических сетей», а также в лекции №16 «Выбор проводников выше 1 кВ. Выбор электрооборудования на напряжение до 1 кВ».

Контрольное задание.

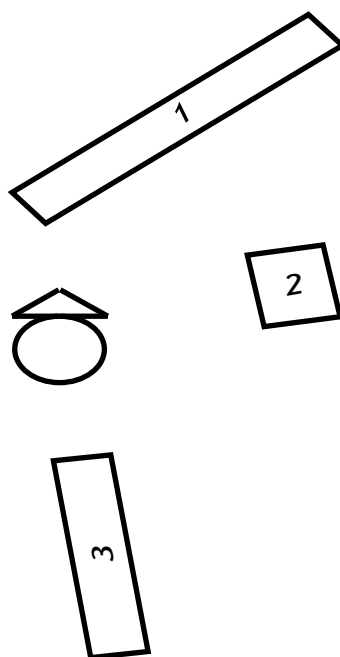


Рис. 92. Расположение домов

Исходные данные

№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Кол-во, квартир	Площадь, кв.метр	Кол., мест/чел.	Кол-во, кг	X, м	Y, м
1	Жилой дом (70-квартирный)	электроплит.	70				80,1	74
2	Дом быта (на 10 рабочих мест)				10		93	49
3	Жилой дом (66-квартирный)	электроплит.	66				71,5	8

Решение.

Расчетную удельную нагрузку жилых домов с электроприготовлением примем по Электротехническому справочнику [1].

$$P_{удд} = 1,5 \text{ кВт/кварт. (для 70 и 66 квартирных домов);}$$

$$P_{д,66} = 1,5 \cdot 66 = 99 \text{ кВт;}$$

$$P_{д,70} = 1,5 \cdot 70 = 105 \text{ кВт.}$$

Расчетная удельная нагрузка дома быта, кВт/раб. места:

$$P_{уд.д/быт} = 1,25.$$

$$P_{д/быт} = P_{уд.д/быт} \cdot n,$$

где n – число рабочих мест.

$$P_{д/быт} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная электрическая нагрузка ввода 0,4 кВт:

$$P_{р.вд.мак} = P_{удд} + \sum_{i=1}^m K_{зд,i} \cdot P_{зд,i},$$

где m – число зданий, жилых домов, учреждений и пр.;

$P_{зд,мак}$ – максимальная нагрузка здания из числа зданий (жилых домов),

питаемых по линии, кВт;

$K_{y,i}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузок общественных зданий

(помещений) или жилых домов;

$P_{зд,i}$ – расчетная нагрузка общественного здания или жилого дома.

$$P_{р.в} = 105 + 1 \cdot 99 + 0,6 \cdot 12,5 = 211,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{p.\text{зд.}\max} = P \sum_{i=1}^m \cos \varphi_i + \sum_{i=1}^m K_{\text{зд},i} P_i \sin \varphi_i, \quad \text{квар,}$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

$$Q_{p.g} = 105 \cdot 0.2 + 1499 \cdot 0.2 + 0.6412,5 \cdot 0.25 = 42,675 \text{ квар.}$$

Расчетная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП:

$$P_{p.\text{ТП}} = \sum_n P_{p.v},$$

$$Q_{p.\text{ТП}} = \sum_n Q_{p.v},$$

где n – число отходящих групп (вводов).

Для ТП1:

$$P_{p.\text{ТП1}} = P_{p.g} = 211,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.\text{ТП1}} = Q_{p.v} = 42,675 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная нагрузка ТП1:

$$S_{p.\text{ТП}} = \sqrt{P_{p.\text{ТП}}^2 + Q_{p.\text{ТП}}^2},$$

$$S_{p.\text{ТП1}} = \sqrt{211,5^2 + 42,675^2} = 215,76 \text{ кВА.}$$

Расчет центра электрических нагрузок приведен в лекции №10, а выбор проводников на практическом занятии №4.

ТЕМА 7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП (ПГВ)

1. Выбор ГПП по систематической перегрузке.
2. Выбор ГПП по аварийной перегрузке.

Контрольное задание. Выбрать по графику задания 1 трансформаторы ГПП, исходя из того, что на ПС имеется значительное количество потребителей I и II категорий. Изобразить схему подстанции, выбрать напряжение питающей ГПП линии.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №10 «Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП или ПГВ. Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электроснабжения», а также в

лекции №16 «Выбор проводников выше 1 кВ. Выбор электрооборудования на напряжение до 1 кВ».

Контрольный пример подробно рассмотрен на с. 88-96 [3], а выбор схемы подстанции на с. 68-70 [1].

ТЕМА 8. РАСЧЕТ ТОКОВ ТРЕХФАЗНОГО И ОДНОФАЗНОГО КЗ

1. Построение схемы замещения
2. Сопротивление элементов схемы замещения в установках до 1 кВ.
3. Учет активного и индуктивного сопротивления при расчете тока КЗ в сетях до 1 кВ
4. Расчет трехфазного КЗ.
5. Расчет однофазного КЗ.

Контрольное задание. По исходным данным задания 1 рассчитать токи однофазного и трехфазного КЗ на шинах ТП и на аппаратах защиты печей сопротивления.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №14 «Короткие замыкания в системах электроснабжения»

Исходные данные контрольного примера.

Схема сети 0,4 кВ трансформатора 560 кВА приведена на рис. 93.

Линий выполнена кабелем сечением 70 мм^2 .

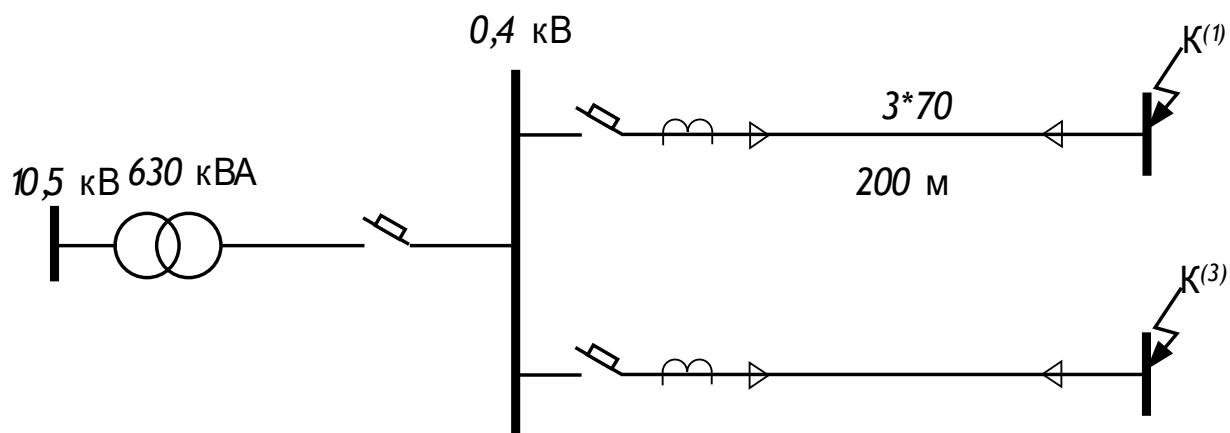


Рис. 93. Исходная схема для расчета тока КЗ

Трансформатор соединен с алюминиевыми шинами сечение $50 \cdot 5 \text{ мм}$, расстояние между ними 240 мм. Длина шин 15 м.

Решение.

Среднее геометрическое расстояние между шинами:

$$D_{cp} = 1.25 \sqrt[4]{240} = 300 \text{ мм.}$$

Удельные сопротивления шин $r_{y\delta} = 0,142 \text{ Ом/м}$, $x_{y\delta} = 0,2 \text{ Ом/м}$.

$$r_{uu} = 0.142 \sqrt[4]{15} = 2.12 \text{ Ом}; \quad x_{uu} = 0.2 \sqrt[4]{15} = 3 \text{ Ом.}$$

Автомат, защищающий шины (на 1000 А), имеет сопротивление: $x_{ав} = 0.1 \text{ мОм}$, $r_{ав} = 0,25 \text{ Ом}$.

Трансформатор тока на 200 А имеет сопротивление: $r_{mm} = 0,19 \text{ Ом}$
 $x_{mm} = 0,17 \text{ Ом}$.

Сопротивление обмоток расцепителей и контактов автомата, защищающего линию:

$$x_a = 0.28 \text{ Ом}; \quad r_a = 0.36 + 0.6 = 0.96 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора 630 кВА:

$$r_m = 3,06 \text{ Ом}; \quad x_m = 13,63 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабеля:

$$r_{y\delta} = 0,443 \text{ Ом/м}; \quad x_{y\delta} = 0,08 \text{ Ом/м};$$

$$r_{кл} = 0.443 \sqrt[4]{200} = 88.6 \text{ Ом}; \quad x_{кл} = 0.08 \sqrt[4]{200} = 16 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление в месте КЗ:

$$r_{\Sigma}^{(3)} = r_m + r_{uu} + r_{ав} + r_a + r_{mm} + r_{кл} = 3,06 + 2,12 + 0,25 + 0,96 + 0,19 + 88,6 = 95,18 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma}^{(3)} = x_m + x_{uu} + x_{ав} + x_a + x_{mm} + x_{кл} = 13,63 + 3 + 0,1 + 0,28 + 0,17 + 16 = 33,18 \text{ Ом};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \sqrt[4]{Z_e^{(3)}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt[4]{95,18^2 + 33,18^2}} = \text{кА.}$$

Сопротивление петли фазы-ноль:

$$r_n = 3 \sqrt[4]{r_{uu}} + 3 \sqrt[4]{r_{ав}} + 3 \sqrt[4]{r_a} + 3 \sqrt[4]{r_{mm}} + 3 \sqrt[4]{r_{кл}} = 3 \cdot 2,12 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,96 + 3 \cdot 0,19 + 3 \cdot 88,6 = 276,36 \text{ Ом};$$

$$x_n = 4 \sqrt[4]{x_{uu}} + 4 \sqrt[4]{x_{ав}} + 4 \sqrt[4]{x_a} + 4 \sqrt[4]{x_{mm}} + 4,5 \sqrt[4]{x_{кл}} = 4 \cdot 3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,28 + 4 \cdot 0,17 + 4,5 \cdot 16 = 86,2 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{Z_n + \frac{1}{3} \sum Z_m^{(1)}} = \frac{400}{\sqrt{276,36^2 + 86,2^2} + \frac{1}{3} \cdot 442} = \text{кА.}$$

ТЕМА 9. ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ

1. Выбор автоматических выключателей.
2. Условия выбора предохранителей.
3. Построение карты селективности

Контрольное задание. Требуется по расчету, проведенному в задании 8 выбрать аппараты защиты сети 0,4 кВ. Проверить селективность срабатывания защиты.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции №17 «Автоматизация и релейная защита в системах электроснабжения»

Исходные данные контрольного примера.

Нагрузка на шинах ТП $P_{p1} = 300$ кВт, $\cos\varphi = 0,8$, на отходящей линии $P_{p2} = 70$ кВт, $\cos\varphi = 0,8$.

Для наибольшего двигателя, питаемого по отходящей линии известны следующие параметры: $P_n = 25$, $\cos\varphi = 0,85$, $k_u = 0,2$, $K_n = 4$.

Решение.

Для выбора аппаратов защиты нам необходимо рассчитать токи трехфазного и однофазного короткого замыкания на шинах ТП. При этом следует учесть, что в данной точке КЗ нет петли фазы нуль, следовательно:

$$r_{\Sigma}^{(3)} = r_m + r_{uu} + r_{ав} = 3,06 + 2,12 + 0,25 = 5,43 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma}^{(3)} = x_m + x_{uu} + x_{ав} = 13,63 + 3 + 0,1 = 16,73 \text{ Ом};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sum Z_e^{(3)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,43^2 + 16,73^2}} = \text{кА};$$

$$r_{\Sigma}^{(1)} = 3 \sum r_m + 3 \sum r_{uu} + 3 \sum r_{ав} = 3 \cdot 3,06 + 3 \cdot 2,12 + 3 \cdot 0,25 = 16,29 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma}^{(1)} = 3x_m + 3x_{ui} + 3x_{av} = 3 \cdot 13,63 + 3 \cdot 3 + 3 \cdot 0,1 = 50,19 \text{ Ом};$$

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ном}}{Z_e^{(1)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{16,29^2 + 50,19^2}} = \text{кА.}$$

В данном случае токи однофазного и трехфазного короткого замыкания совпали.

Номинальный ток двигателя:

$$I_{ном} = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,85} = \text{А.}$$

Пусковой ток двигателя:

$$I_K = I_n \cdot k_{ном} = 5 \cdot 44,7 = 223,5 \text{ А.}$$

Выбираем автомат на шинах ТП:

$$\text{Расчетный ток: } I_{p1} = \frac{P_{p1} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8} = \text{А.}$$

Пиковый ток на шинах ТП определяется по формуле:

$$I_{пик} = (I_{p1} - I_{ном.мах} \cdot k_K) + (I_n - 1) \cdot I_{ном.мах} = (569,8 - 44,7 \cdot 0,2) + (5 - 1) \cdot 44,7 = 695 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{ср.эл.р} = I_{p1} \cdot 1,25 = 664,7 \cdot 1,25 = 830,9 \text{ А.}$$

Выбираем электромагнитный расцепитель автоматического выключателя и проверяем его на пиковый ток:

$$I_{ср.эл.р} = 1000 > I_{пик} \cdot K_1 = 695 \cdot 1,25 = 868,75 \text{ А.}$$

$$K_1 = 1,25 \text{ для выключателя марки ВА-55.}$$

Тепловой расцепитель выбираем исходя из длительно допустимого тока проводника $I_{дл.доп} = 665 \text{ А.}$

$$I_{ном.теп.р} = 1000 \cdot I_{дл.доп} \cdot K_3 = 569,8 \cdot 1,5 = 854,7 \text{ А.}$$

$$K_3 = 1,5 \text{ для теплового расцепителя.}$$

Проверяем электромагнитный расцепитель на ток срабатывания однофазного КЗ:

$$I_{\text{ср.эл.р}} = 1600 < \frac{I_K^{(1)}}{3} = \frac{13130}{3} = \text{А.}$$

Исходя из указанных расчетов выбираем автомат серии ВА-55.

Проводим расчет для отходящей линии:

$$\text{Расчетный ток: } I_{p2} = \frac{P_{p2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{70 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8} = \text{А.}$$

Пиковый ток:

$$I_{\text{пик}} = (I_{p2} - I_{\text{ном.мах}} \cdot K_n) + (I_{\text{п}} - 1) \cdot I_{\text{ном.мах}} = (132,9 - 44,7 \cdot 0,2) + (4 - 1) \cdot 44,7 = 258,1 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{ср.эл.р}} = I_{p2} \cdot K_1 = 132,9 \cdot 1,2 = 159,5 \text{ А.}$$

Выбираем электромагнитный расцепитель автоматического выключателя и проверяем его на пиковый ток:

$$I_{\text{ср.эл.р}} = 400 > I_{\text{пик}} \cdot K_1 = 258,1 \cdot 1,2 = 309,7 \text{ А.}$$

$K_1 = 1,2$ для выключателя марки ВА-52.

Тепловой расцепитель выбираем исходя из длительно допустимого тока проводника $I_{\text{дл.доп}} = 140 \text{ А.}$

$$I_{\text{ном.теп.р}} = 250 \cdot I_{\text{дл.доп}} \cdot K_3 = 140 \cdot 1,5 = 210 \text{ А.}$$

$K_3 = 1,5$ для теплового расцепителя.

Проверяем электромагнитный расцепитель на ток срабатывания однофазного КЗ:

$$I_{\text{ср.эл.р}} = 400 < \frac{I_K^{(1)}}{3} = \frac{1320}{3} = \text{А.}$$

Исходя из указанных расчетов выбираем автомат серии ВА-52.

Селективность обеспечим уставкой времени выдержки срабатывания на шинах ТП равной 0,1 с.

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ДОМАШНИХ ЗАДАНИЙ И КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ

Так как студенты заочного отделения имеют меньшее число лабораторных занятий, и сокращенный лекционный курс они вынуждены выполнять контрольные задания и работы преимущественно в самостоятельной форме.

В связи с этим студенты заочного и сокращенного обучения по дисциплине «Электроснабжение» изучают следующие разделы:

Студенты заочного обучения по дисциплине «Энергосбережение в системах электроснабжения» изучают следующие разделы:

Лекции – все темы в сокращенной форме всего (10 час.)

Практические – темы 6, 7, 8, 9 в сокращенной форме (4 час.), по неохваченным темам аудиторных занятий студенты выполняют контрольные задания в форме контрольной работы.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КУРСА «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

1. Графический редактор Visio.
2. Математический пакет MathCad.
3. ZAPUSK.
4. РОСА.
5. Программа молниетвод.
6. Правовая информационная система «Кодекс».
7. Правовая информационная система «Гарант».

8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕПОДАВАНИЯ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Для подготовки к практическим занятиям, решению задач и тестов, а так же при подготовке к зачету по дисциплине рекомендуется использовать Интернет.

2. В лекционном курсе, как указывалось выше, подготовлены электронные слайды, презентации и рисунки, с последующим показом их с помощью медиапроектора и ноутбука.

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОМУ СОСТАВУ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖСЕССИОННОГО И ЭКЗАМЕНАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

Промежуточный контроль знаний оценивается по выполненным контрольным работам, и тестовым заданиям, выданным на практике.

Критерии оценки знаний студентов на зачете:

Итоговая оценка знаний студента оценивается по двухбальной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, и подготовка контрольных работ. На зачете студент должен раскрыть поставленные перед ним вопросы по теме дисциплины и решить предложенную задачу.

При отсутствии выполненных контрольных и тестовых заданий, отсутствии подготовленных и защищенных контрольных работ, а также при нераскрытии поставленных перед студентом вопросов по темам дисциплины зачет считается не выполненным и студенту выставляется оценка «неудовлетворительно»

10. КОМПЛЕКТЫ ЗАДАНИЙ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ

Варианты контрольных заданий выдаются преподавателем.

Контрольное задание 1. Задан суточный график нагрузки и коэффициент мощности.

Таблица 50

Исходные данные для задания 1

Вариант	Часы												tgφ
	1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12	13-14	15-16	17-18	19-20	21-22	23-24	
P, МВт													
1	22	22	15	33	33	8	9	5	5	34	17	8	0,5
2	11	13	23	29	3	38	8	14	26	10	27	5	0,8
3	32	35	26	10	25	31	12	23	36	8	14	27	0,8
4	26	22	8	26	4	27	12	26	2	20	5	27	1
5	40	25	20	31	14	16	29	11	11	23	35	13	0,9
6	22	18	22	11	5	29	32	28	13	5	17	15	0,5
7	15	38	3	16	18	27	20	17	30	7	39	9	0,7
8	30	22	36	27	35	26	24	21	17	18	13	31	0,9
9	38	11	31	35	11	23	3	19	7	25	24	36	0,9
10	13	36	10	25	17	39	29	21	28	26	12	27	1,2
11	7	31	21	3	25	2	24	30	22	17	33	30	0,6
12	17	14	38	40	27	12	13	16	34	19	15	8	1,2
13	24	25	12	5	30	31	17	13	29	17	16	7	1,2
14	29	13	31	34	25	7	30	18	36	11	13	12	1
15	12	24	6	18	8	27	31	20	6	9	13	24	0,6
16	23	11	33	13	10	10	13	39	29	17	17	37	1,1
17	7	10	2	37	31	18	22	37	7	20	14	23	0,6
18	5	36	26	26	12	25	19	39	37	2	31	5	1,1
19	13	11	3	9	32	23	23	20	23	4	16	18	0,4
20	40	18	33	9	28	32	28	18	39	12	14	14	0,8
21	37	36	7	39	30	35	20	28	2	32	20	29	1
22	34	37	40	18	8	27	33	12	19	21	7	35	1
23	35	6	4	16	36	24	22	39	8	12	25	8	1,2
24	29	11	29	32	16	21	34	2	30	12	11	6	1
25	37	35	9	12	22	12	30	32	13	40	7	36	0,9
26	10	27	36	25	26	12	3	40	30	23	40	11	0,4
27	21	9	17	11	6	11	32	4	9	28	31	27	1,1
28	9	36	29	35	8	16	9	34	33	5	25	2	0,7
29	9	5	6	13	34	13	6	16	29	20	29	31	0,7
30	12	3	35	19	8	21	21	18	27	4	26	4	0,8
31	7	40	31	36	38	31	26	32	30	11	2	12	1
32	34	24	39	30	20	10	8	18	32	4	39	9	0,4
33	5	7	27	9	29	5	38	3	40	5	3	28	0,6
34	10	20	9	29	29	24	8	3	38	29	21	18	1
35	6	30	16	7	4	32	24	17	15	23	40	18	0,7
36	33	15	15	26	12	5	36	23	24	35	16	40	1
37	37	16	36	26	30	20	22	14	20	15	37	22	1,2
38	33	16	11	16	38	26	19	15	21	24	29	7	1

39	17	18	32	25	26	33	8	31	6	27	29	29	1
40	15	3	6	18	3	39	13	39	25	24	11	13	0,5
41	23	33	19	12	27	37	9	15	9	14	8	26	1,2
42	32	25	28	38	8	5	26	30	39	20	39	39	0,7
43	22	29	6	30	29	35	30	6	15	35	10	13	0,8
44	17	26	10	35	29	38	31	24	18	13	10	26	0,7
45	37	25	33	16	27	24	10	37	28	5	3	33	0,4
46	3	33	9	35	40	34	40	37	15	35	30	27	0,6
47	17	22	9	23	39	10	6	5	24	19	28	9	0,5
48	3	39	39	29	34	14	5	27	14	12	8	37	0,6
49	4	29	7	11	3	17	7	7	29	15	5	5	0,4
50	10	15	37	33	28	7	29	8	14	33	25	25	0,9

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №1)

Контрольное задание 2. Ниже приведены параметры однофазных электроприемников участка цеха.

Таблица 51

Исходные данные к заданию 2

Наименование	варианты задания 2																					
	1			2			3			4			5			6			7			
	U _н	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N			
Печи	220	170	0,75	2	400	0,6	5	50	0,9	4	410	0,9	3	70	0,9	2	510	0,75	3	250	0,65	3
Вентиляторы	380	110	0,9	1	300	0,85	1	460	0,65	5	330	0,75	5	140	0,75	5	310	0,75	3	160	0,85	3
Сварочные машины	380	540	0,8	1	220	0,65	2	130	0,85	5	470	0,7	1	220	0,8	5	400	0,85	2	260	0,8	5
Тельферы автоматические	380	190	0,65	5	180	0,65	5	350	0,65	1	330	0,6	5	550	0,6	5	260	0,75	4	290	0,85	5
Шовные ролики	380	300	0,9	2	300	0,85	3	30	0,8	3	210	0,7	2	240	0,8	4	530	0,65	5	460	0,85	5
Стыковые и сварочные машины	380	440	0,85	5	280	0,65	4	180	0,6	1	360	0,65	1	130	0,6	2	510	0,8	4	400	0,85	4
Наименование	варианты задания 2																					
	8			9			10			11			12			13			14			
	U _н	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N			
Печи	433,33	50	0,65	2	360	0,8	4	60	0,8	4	180	0,75	5	420	0,7	1	10	0,65	1	310	0,7	1
Вентиляторы	456,19	290	0,7	3	440	0,8	3	360	0,7	4	570	0,9	5	140	0,9	1	90	0,7	1	330	0,75	3
Сварочные машины	479,05	60	0,9	4	100	0,7	1	280	0,6	3	380	0,6	4	400	0,6	5	180	0,9	4	430	0,6	2
Тельферы автоматические	501,9	420	0,7	3	110	0,7	3	290	0,85	1	240	0,85	3	480	0,6	1	390	0,85	1	180	0,8	3
Шовные ролики	524,76	460	0,6	1	50	0,85	3	50	0,9	5	70	0,8	5	310	0,8	1	150	0,7	5	300	0,8	1
Стыковые и сварочные машины	547,62	550	0,8	5	480	0,8	2	70	0,6	3	320	0,65	3	350	0,9	4	350	0,85	4	590	0,75	4
Наименование	варианты задания 2																					
	15			16			17			18			19			20			21			
	U _н	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N	P _н	cosφ _н	N			
Печи	570,48	340	0,9	4	90	0,6	2	410	0,65	4	590	0,9	4	400	0,8	5	430	0,9	3	440	0,65	2
Вентиляторы	593,33	320	0,65	5	420	0,85	2	290	0,8	4	210	0,65	2	30	0,7	4	200	0,8	1	390	0,8	4
Сварочные машины	616,19	310	0,7	3	30	0,6	4	410	0,6	5	130	0,9	5	180	0,85	2	150	0,85	1	560	0,8	5
Тельферы автоматические	639,05	20	0,8	5	100	0,7	2	50	0,85	2	230	0,65	2	90	0,75	4	330	0,85	2	80	0,9	4
Шовные ролики	661,9	330	0,9	1	360	0,85	2	510	0,8	4	50	0,8	1	350	0,6	3	210	0,7	3	410	0,7	3
Стыковые и сварочные машины	684,76	140	0,85	1	380	0,8	2	410	0,8	2	250	0,6	1	330	0,65	5	230	0,65	4	340	0,8	5

Наименование	варианты задания 2																					
	22			23			24			25			26			27			28			
	U _н	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N			
Печи	707,62	250	0,6	1	210	0,85	2	490	0,6	1	280	0,8	3	470	0,75	4	360	0,6	1	280	0,9	5
Вентиляторы	730,48	20	0,8	1	400	0,85	5	150	0,8	2	190	0,9	1	50	0,9	4	250	0,6	5	240	0,85	3
Сварочные машины	753,33	130	0,6	4	230	0,9	2	100	0,8	1	360	0,6	4	410	0,7	5	100	0,8	1	590	0,7	3
Тельферы автоматические	776,19	510	0,7	4	370	0,85	3	460	0,85	3	490	0,7	2	220	0,8	4	380	0,75	2	340	0,6	1
Шовные ролики	799,05	520	0,6	4	200	0,65	5	530	0,8	2	240	0,6	2	500	0,6	2	100	0,75	5	530	0,8	5
Стыковые и сварочные машины	821,9	260	0,75	2	220	0,6	4	490	0,8	4	160	0,75	5	180	0,8	1	80	0,7	2	260	0,85	1
Наименование	варианты задания 2																					
	29			30			31			32			33			34			35			
	U _н	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N
Печи	707,62	260	0,85	2	370	0,9	2	460	0,9	3	330	0,9	2	190	0,85	2	270	0,8	5	370	0,75	4
Вентиляторы	730,48	180	0,8	2	50	0,75	1	400	0,8	4	100	0,8	4	90	0,7	1	530	0,85	4	100	0,9	1
Сварочные машины	753,33	170	0,7	3	460	0,85	3	460	0,9	3	480	0,7	5	380	0,7	5	140	0,85	1	310	0,7	1
Тельферы автоматические	776,19	100	0,9	3	140	0,7	5	570	0,8	2	240	0,85	4	510	0,75	1	190	0,85	3	180	0,65	3
Шовные ролики	799,05	540	0,75	5	60	0,65	3	300	0,6	2	370	0,7	5	310	0,7	5	530	0,9	3	400	0,6	3
Стыковые и сварочные машины	821,9	100	0,8	2	390	0,85	5	380	0,85	4	20	0,6	1	590	0,7	4	110	0,6	2	250	0,75	1
Наименование	варианты задания 2																					
	36			37			38			39			40			41			42			
	U _н	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N
Печи	844,76	100	0,8	2	400	0,65	4	490	0,6	1	150	0,9	2	230	0,9	2	570	0,7	1	320	0,75	1
Вентиляторы	867,62	360	0,75	2	140	0,7	2	400	0,9	3	300	0,75	3	500	0,7	5	130	0,8	1	90	0,75	3
Сварочные машины	890,48	90	0,9	2	520	0,6	4	400	0,65	3	260	0,85	2	80	0,7	3	260	0,7	3	450	0,65	4
Тельферы автоматические	913,33	100	0,85	1	520	0,7	5	90	0,75	5	260	0,6	3	340	0,6	1	490	0,9	4	260	0,75	4
Шовные ролики	936,19	110	0,85	1	410	0,7	5	40	0,9	3	150	0,85	1	50	0,6	2	450	0,6	2	280	0,7	5
Стыковые и сварочные машины	959,05	180	0,75	3	330	0,85	1	370	0,6	4	520	0,6	5	560	0,65	5	360	0,7	4	530	0,6	5
Наименование	варианты задания 2																					
	43			44			45			46			47			48			49			
	U _н	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N	P _н	cosφ	N
Печи	844,76	420	0,75	4	280	0,6	3	160	0,65	2	420	0,65	5	190	0,8	3	180	0,9	3	250	0,8	1
Вентиляторы	867,62	170	0,9	4	310	0,8	3	280	0,8	3	100	0,9	2	230	0,65	4	130	0,7	3	350	0,75	4
Сварочные машины	890,48	460	0,75	2	180	0,85	1	520	0,75	5	280	0,65	1	410	0,9	4	200	0,85	1	10	0,6	3
Тельферы автоматические	913,33	370	0,65	2	370	0,65	2	130	0,8	5	270	0,9	3	260	0,6	2	560	0,6	2	400	0,9	1
Шовные ролики	936,19	500	0,9	1	540	0,6	4	130	0,85	1	510	0,75	2	490	0,65	1	580	0,6	3	290	0,8	4
Стыковые и сварочные машины	959,05	310	0,85	4	80	0,8	5	340	0,9	4	330	0,65	2	140	0,75	1	200	0,8	3	210	0,6	2

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №2)

Контрольное задание 3. В табл. 52 приведены параметры трехфазных электроприемников участка цеха.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №3)

1. Рейсмусовые станки	2	2	5	18	1	21	0	29	5	11	5	25	2	24	3	14	3	36	2	22	5	3	2	39	1	35	1	5	4	27	4	29	5	38	2	32	1	20																			
2. Круглопильные станки	0	9	0	6	1	33	5	23	4	6	4	10	4	37	2	9	1	8	5	6	5	38	5	1	1	20	1	20	2	3	4	39	5	9	3	22	2	34																			
3. Ленточные станки	0	11	3	26	1	34	0	35	5	34	4	4	3	28	1	17	2	26	2	2	2	19	2	30	2	29	3	36	1	35	4	38	3	19	2	16	2	10																			
4. Фуговальные станки	3	5	3	14	5	7	0	33	0	14	2	34	1	15	1	16	4	10	1	14	0	29	2	18	1	33	4	25	1	13	4	38	4	40	0	33	4	22																			
5. Шлифовальные станки	4	20	4	39	1	20	2	15	5	6	2	1	2	25	1	20	4	6	1	34	2	38	4	12	4	34	5	34	5	32	4	35	3	4	1	39	0	24																			
6. Копировально-фрезерные станки	0	17	1	12	2	40	1	11	3	16	4	21	3	12	2	35	5	19	0	9	4	31	5	9	5	16	1	20	3	15	5	7	2	33	4	35	3	15																			
7. Токарные станки	5	22	2	37	1	24	5	8	0	22	4	5	1	39	1	8	4	4	3	3	1	22	1	17	5	5	1	1	4	6	0	23	4	6	2	20	3	14																			
8. Сверлильные станки	1	4	2	21	4	10	5	38	0	10	2	29	0	24	3	33	4	1	1	4	3	21	5	19	5	20	2	17	0	32	2	13	5	40	4	10	1	16																			
9. Пазовальные станки	2	38	2	27	1	12	1	38	3	29	4	14	3	37	2	4	4	29	0	13	2	26	5	25	1	27	2	27	1	11	4	39	1	3	2	1	1	27																			
10. Ажурнофрезерные станки	1	10	2	2	2	5	1	27	4	16	4	19	2	39	2	5	4	14	1	4	2	30	4	5	5	3	3	19	2	22	1	10	4	22	0	24	3	29																			
11 Фрезерные станки	2	22	5	17	2	5	3	17	1	29	5	20	0	31	1	9	2	20	2	32	4	9	4	23	1	22	3	12	5	39	4	19	1	35	0	15	1	38																			
12. Кран	3	9	35	1	16	35	2	23	25	1	31	40	1	1	40	3	37	40	3	14	25	3	21	30	4	19	40	0	39	30	3	16	40	1	35	35	4	35	40	1	36	30	5	37	30	1	17	30	2	32	35	2	38	40	1	1	40
13. (Вентилятор)	3	32	4	21	2	5	1	9	0	17	2	15	2	36	2	6	3	24	4	4	0	7	5	0	1	20	1	20	4	34	2	8	3	25	2	36	1	34																			
категории	Варианты задания 3																																																								
ЭП, подключенных к узлу питания	39		40		41		42		43		44		45		46		47		48		49																																				
	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ	n	Pном	PВ																		
1. Рейсмусовые станки	4	16	1	18	2	25	4	16	2	32	4	21	3	29	2	5	0	5	1	11	5	14																																			
2. Круглопильные станки	1	35	5	23	1	14	0	10	1	32	3	25	1	16	4	33	4	9	2	39	5	21																																			
3. Ленточные станки	4	31	4	9	3	29	2	8	4	38	2	15	2	37	0	31	0	16	1	18	0	8																																			
4. Фуговальные станки	5	2	5	30	3	7	2	29	1	36	5	5	4	5	1	36	1	37	0	25	1	15																																			
5. Шлифовальные станки	5	2	3	13	1	2	3	40	4	13	3	25	2	23	4	27	2	31	3	21	5	9																																			

6. Копировально-фрезерные станки	4	38	1	32	3	19	2	17	2	27	4	2	4	21	1	40	2	21	2	5	0	11											
7. Токарные станки	3	29	3	5	3	14	2	25	4	6	3	32	2	13	5	16	0	6	3	3	0	13											
8. Сверлильные станки	2	13	4	31	3	21	4	25	5	18	5	36	2	16	3	23	1	5	4	32	3	36											
9. Пазовальные станки	3	8	1	15	1	35	2	37	5	1	5	36	0	21	1	16	3	39	3	10	4	13											
10. Ажурно-фрезерные станки	2	32	1	39	5	7	4	1	1	14	2	34	0	32	4	24	0	2	3	12	4	36											
11 Фрезерные станки	2	20	1	13	3	10	2	21	4	10	5	8	4	17	0	25	0	3	0	24	4	4											
12. Кран	5	27	30	2	9	30	3	17	40	4	3	30	0	33	25	1	36	30	3	13	40	2	18	35	2	10	25	4	11	40	2	4	40
13. (Вентилятор)	1	31	1	30	2	31	1	15	3	17	1	4	1	20	1	28	1	1	2	40	2	29											

Контрольное задание 4. Исходными данными являются результаты задания 3.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №4)

Контрольное задание 5. Исходными данными являются результаты задания 4.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №5)

Контрольное задание 6. Исходными данными является схема квартала г. Благовещенска или его части, выдаваемая индивидуально каждому студенту.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №6)

Контрольное задание 7. Исходными данными являются результаты задания 1.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №7)

Контрольное задание 8. Исходными данными являются результаты задания 4 и 5.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №8)

Контрольное задание 9. Исходными данными являются результаты задания 8.

Текст задания приведен в разделе 5 УМКД (практическое занятие №9)

11. ФОНДЫ ТЕСТОВЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЗНАНИЙ СТУДЕНТА

Вопросы с одним правильным ответом:

При разработке тестов использовались следующие формы:

- а) закрытая с одним правильным ответом;
- б) на установление соответствия.

Вариант № 1

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:

- а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ;
- б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ;
- в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.

2. Режим работы ЭП характеризуется:

- а) технологическим процессом;
- б) температурой отдельных частей машины;
- в) временем работы ЭП.

3. Глухое заземление нейтрали применяется в:

- а) трехфазных сетях 6-35 кВ;
- б) трехфазных сетях постоянного тока;
- в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.

4. Плавкие предохранители служат для:

- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ;
- б) дистанционного управления АД;
- в) коммутации силовой цепи.

5. Отклонение напряжения у ЭП определяется:

- а) $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$;
- б) $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$;
- б) $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$.

6. Провести соответствие:

а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos \phi$ и большим числом часов работы в году;

б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе;

в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ4

1) Централизованная КРМ;

2) Групповая КРМ4

3) Индивидуальная КРМ.

7. Вводное распределительное устройство предназначено:

а) приема и распределения электроэнергии в низковольтных сетях промышленных предприятий;

б) приема и распределения электроэнергии в низковольтных сетях общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности;

в) приема и распределения электроэнергии в низковольтных сетях объектов сельскохозяйственного назначения.

8. Какую нагрузку используют в качестве исходных данных при определении расчетной нагрузки группы однофазных электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме:

а) среднюю;

б) среднеквадратичную;

в) полную;

г) максимальную;

9. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:

а) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_p$;

для одиночного ЭД $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{пуск.}}/\alpha$;

б) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_{\text{ном.эп}}$;

для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$;

в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$;

для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$.

10. По роду ток все потребители эл.энергии, работающие от сети делятся на группы:

а) переменного и постоянного тока;

б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока;

в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.

11. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:

а) не более 6 силовых кабелей;

б) не более 10 силовых кабелей;

в) не более 12 силовых кабелей.

12. Для питания сетей 6-10 кВ следует использовать преимущественно сети следующей конфигурации:

а) петлевые и радиальные;

б) кольцевые и магистральные схемы питания;

в) радиальные и магистральные схемы питания;

13. Сети 6-10-20 кВ сельско-хозяйственного назначения это:

а) питающие сети;

б) распределительные сети;

в) системообразующие сети.

14. Номинальная активная мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:

а) мощность за наиболее загруженную смену;

б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы;

в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

15. Режимы настройки дугогасящих катешек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:

- а) резонансный;
- б) недокомпенсации, резонансный;
- в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

16. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:

- а) $P_p = K_c \cdot P_{уст}$;
- б) $P_p = P_{срт} + bd_{срт}$;
- в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$;

18. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий без учета компенсации реактивной мощности определяется:

- а) $Q_p = Q_{р.АД} - Q_{р.СД} + Q_{р_0,4} + \Delta Q_m$;
- б) $Q_p = Q_{р.СД} - Q_{р.АД} - Q_{р_0,4} + \Delta Q_m$;
- в) $Q_p = Q_{р.АД} - Q_{р.СД} + Q_{р_0,4} - \Delta Q_m$;

19. Приемником электроэнергии называют:

- а) преобразовательное устройство;
- б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования;
- в) совокупность машин для преобразования эл. энергии.

20. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов нпа:

- а) ЭП длительного режима работы;
ЭП кратковременного режима работы;
ЭП повторно-кратковременного режима работы;
- б) ЭП продолжительного режима работы;
ЭП кратковременного режима работы;
- в) ЭП спокойного режима работы;

ЭП ударного режима работы.

Контрольные задания по дисциплине
«Системы электроснабжения»

Вариант № 2

1. Электроснабжением называют:

- а) обеспечение потребителей электроэнергией;
- б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией;
- в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.

2. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:

- а) мощность за наиболее загруженную смену;
- б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП;
- в) средняя мощность ЭП.

3. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:

- а) 5-10 МВА на $U=6\text{кВ}$, $>10\text{ МВА}$ на $U=10\text{ кВ}$;
- б) 15-40 МВА на $U=6\text{кВ}$ 20-70 МВА на $U=10\text{ кВ}$;
- в) $<15\text{ МВА}$ на $U=6\text{кВ}$, $>15\text{ МВА}$ на $U=10\text{ кВ}$.

4. Номинальным током плавкой вставки называют:

- а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает;
- б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева;
- в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

5. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:

- а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)]/U_1 \cdot 100\%$;
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{ном} \cdot 100\%$;
- в) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})]/U_2 \cdot 100\%$;

6. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

- а) рабочим заземлением;
- б) защитным заземлением;
- в) заземлением нейтрали.

9. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов нпа:

- а) ЭП длительного режима работы;
ЭП кратковременного режима работы;
ЭП повторно-кратковременного режима работы;
- б) ЭП продолжительного режима работы;
ЭП кратковременного режима работы;
- в) ЭП спокойного режима работы;
ЭП ударного режима работы.

10. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:

- а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности;
- б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт);
- в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт).

11. Минимальное расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:

- а) 1,5 м;
- б) 1 м;
- в) 0,5 м;

12. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

- а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} = \text{до } 2,5\text{с}$;
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} = > 2,5\text{с}$;
- б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 3,5\text{с}$;
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 3,5\text{с}$;
- в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 1,6\text{с}$;
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 1,6$.

13. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:

а) $Q_{\text{сд}} = P_{\text{ном.сд}} K_{\text{сд}} \text{tg } \varphi_{\text{ном}}$;

б) $Q_{\text{сд}} = \alpha_t \sqrt{Q_{\text{номсд}}^2 + P_{\text{номсд}}^2}$;

в) $Q = \frac{P_{\text{номсд}} \text{tg } \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}}$.

14. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:

- а) изолированным;
- б) эффективным;
- в) компенсированным.

15. Глухое заземление нейтрали применяется в:

- а) трехфазных сетях 6-35 кВ;
- б) трехфазных сетях постоянного тока;
- в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.

19. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:

а) $\frac{P_{ср.м}}{P_{ном}}$; б) $\frac{P_p}{P_{ном}}$; в) $\frac{P_{max}}{P_{ном}}$.

20. Предельно допустимым током по нагреву называют:

- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника;
- б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику;
 - в) ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

Контрольные задания по дисциплине
«Системы электроснабжения»

Вариант № 3

1. Приемником электроэнергии называют:
 - а) преобразовательное устройство;
 - б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования;
 - в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.

2. Номинальная акт, мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
 - а) мощность за наиболее загруженную смену;
 - б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы;
 - в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

3. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
 - а) защищенные автоматическими выключателями и $I_{ном.выкл.}$ до 100 А;
 - б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на $I_{ном}$ до 60 А; - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической;
 - в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ А.

4. Автоматические воздушные выключатели до 1 кВ предназначены:
 - а) автоматического размыкания эл.цепей при аномальных режимах;
 - б) для оперативных переключений при нормальных режимах;
 - в) для защиты эл.сетей до 1 кВ от токов КЗ и перегрузки, для редких оперативных переключений в нормальном режиме, для защиты сетей при снижении напряжения.

5. Распределительным пунктом называют:

- а) ЭУ для преобразования и распределения эл. энергии;
- б) РУ, предназначенное для приема и распределения эл. энергии на одном напряжении без преобразования и трансформации;
- в) комплектное устройство, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.

6. Провести соответствие:

- а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos \varphi$ и большим числом часов работы в году;
- б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе;
- в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ:

- 1. Централизованная КРМ.
- 2. Групповая КРМ.
- 3. Индивидуальная КРМ.

7. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:

- а) $1,4 U_{\phi}$;
- б) $1,73 U_{\phi}$;
- в) $1,9 U_{\phi}$.

8. По роду ток все потребители эл. энергии, работающие от сети делятся на группы:

- а) переменного и постоянного тока;
- б) переменного тока нормальной промышленной частоты; переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока;
- в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.

9. При расчете токов КЗ до 1 кВ в отличие от токов КЗ > 1 кВ должны учитываться:

- а) сопротивление дуги в месте КЗ;
- б) сопротивление дуги в месте КЗ, активные сопротивления элементов цепи, включая сопротивление переходных контактов;
- в) активные сопротивления элементов цепи.

10. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

- а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} = \text{до } 2,5\text{с}$;
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} = > 2,5\text{с}$;

- б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 3,5\text{с}$;
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 3,5\text{с}$;

- в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{\text{пуска}} \text{ до } 1,6\text{с}$;
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{\text{пуска}} > 1,6$.

11. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:

- а) не более 6 силовых кабелей;
- б) не более 10 силовых кабелей;
- в) не более 12 силовых кабелей.

12. Плавкие предохранители служат для:

- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ;
- б) дистанционного управления АД;
- в) коммутации силовой цепи.

13. Предельно допустимым током по нагреву называют:

- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника;
- б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику;
- в) ток, протекающий в проводнике в послеаварийном режиме.

14. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:

а) $Q_{сд} = P_{ном.сд} K_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$;

б) $Q_{сд}^{р} = \alpha_m \sqrt{Q_{номсд}^2 + P_{номсд}^2}$;

в) $Q = \frac{P_{номсд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}$.

15. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

- а) рабочим заземлением;
- б) защитным заземлением;
- в) заземлением нейтрали.

16. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралью являются:

- а) резонансный;
- б) недокомпенсации, резонансный;
- в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

17. По режиму КЗ в ЭУ выше 1 кв должны проверяться:

- а) кабели и др. проводники;
- б) ВЛ и токопроводы;
- в) кабели, токопроводы, опорные и несущие конструкции на них, ВЛ при $i_{уд кз} \geq 50$ кА.

18. Какой из указанных электрических аппаратов не требуется проверять на термическое воздействие токов короткого замыкания:

- а) изолятор;
- б) выключатель;
- в) разъединитель.

Критерии оценки тестов

Оценка	% правильных ответов
Отлично	95 и более
Хорошо	75 и более
Удовлетворительно	60 и более
Неудовлетворительно	61 и более не правильных ответов

12. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ

1. Выделите характерные группы электроприемников, укажите причины их разбоя.
2. Какие режимы работы электроприемников являются основными?
3. Охарактеризуйте типы длительных режимов электроприемников.
4. Какими параметрами характеризуется повторно кратковременный режим, приведите примеры электроприемников работающих в этом режиме?
5. Приведите основные методы расчета электрических нагрузок. Какое достоинства имеет метод коэффициента расчетной активной мощности.
6. Какие выражения расчетных коэффициентов применяются при описании и определении электрических нагрузок.
7. Поясните различия в физическом смысле расчетной величины электрической нагрузки по нагреву и нагрузки по проектными и договорным условиям.
8. Что из себя представляют электроприемник, потребитель, система электропитания?
9. Поясните что такое, подстанция, ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ОРУ, ЗРУ, КРУ, ГПП, ПГВ?
10. Поясните необходимость категорирования электроприемников по надежности систем электроснабжения
11. Перечислите исходные данные для выбора схемы электроснабжения.
12. Укажите применяемые в системах электроснабжения напряжения, обоснуйте их выбор.
13. Какие преимущества и недостатки имеет петлевая схема электроснабжения, где она применяется? Укажите как можно повысить ее надежность.
14. Поясните физический смысл теоретического центра электрических нагрузок.
15. Перечислите исходные данные необходимые для выбора ГПП и РП.
16. Каковы особенности выбора схем и оборудования ГПП.

17. Объясните, почему в городских сетях получили распространение ПГВ и кабельные линии.
18. Поясните особенности выбора и дайте характеристику методикам выбора силовых трансформаторов в системах электроснабжения.
19. Объясните, почему в системах электроснабжения применяют трехуровневые и двухуровневые сети напряжений. Какой уровень напряжения рекомендуется в сельских сетях.
20. Опишите, как осуществляется выбора типа и сечения кабельных линий напряжением до 1 кВ.
21. Опишите, как осуществляется выбора типа и сечения кабельных линий напряжением до 1 кВ.
22. Изложите основные сведения по воздушным линиям в системах электроснабжения.
23. Опишите, как осуществляется расчет расчетных электрических нагрузок городских потребителей.
24. Опишите, как осуществляется расчет расчетных электрических нагрузок сельских потребителей.
25. Каковы особенности и ограничения на прокладку кабеля в траншее?
26. Посчитайте увеличение сечения при прокладке кабелей в блоках, поясните физический смысл изменения нагрузки.
27. Почему прокладка кабелей в туннелях и каналах стала основной для предприятий с большой и насыщенной кабельной канализацией?
28. Чем вызвано появления способа прокладки кабелей в эстакадах?
29. Объясните, почему в место воздушных линий на напряжение 10-0,4 кВ в настоящее время рекомендуют применение самонесущих изолированных проводов?
30. Объясните область применения токопроводов и дайте характеристику их конструктивному исполнению.
31. Проиллюстрируйте разнообразие и область применения электропроводок.

32. Укажите особенности применения радиального, магистрального и смешанного питания потребителей и электроприемников.
33. Назовите особенности упрощения расчетов токов КЗ в промышленных сетях.
34. Укажите преимущественную область использования именованной системы при расчетах токов КЗ,
35. Оцените удобство расчета токов КЗ в относительных единицах
36. Укажите особенности расчета токов КЗ на напряжение до 1 кВ.
37. Нужна ли проверка аппаратов, применяемых в системах электроснабжения, на термическую стойкость? Если да, то в каких аппаратах?
38. По каким параметрам осуществляется выбор шинпроводов и кабелей до 1 кВ?
39. Для чего нужны контактор и магнитный пускатель.
40. Что из себя представляют автоматические выключатели и как осуществляется их выбор?
41. Для чего нужны предохранители, в каких сетях они используются? Дайте типовым времятоковым характеристикам.
42. Дайте описание основным показателям качества электроэнергии системы электроснабжения.
43. Какой физический смысл реактивной мощности, и каковы ее источники в системах электроснабжения?
44. Сравните технико-экономические характеристики синхронных машин и батарей конденсаторов как источников реактивной мощности.
45. Обоснуйте экономическую необходимость компенсации реактивной мощности.
46. Перечислите виды применяемых заземлений.
47. Перечислите особенности заземляющих устройств в установках до и выше 1 кВ.
48. Опишите в чем отличие статических методов оценки экономической эффективности от динамических.

49. Опишите режимы работы нейтрали в системах электроснабжения.
50. Как проводится расчет потерь мощности и напряжения в элементах электрических сетей.
51. Опишите принципы компоновки трансформаторных подстанций выше 1 кВ.
52. Опишите особенности компоновки распределительных подстанций.
53. Поясните, что из себя представляет распределительный шкаф? Какие виды шкафов вы знаете?
54. Дайте определение ВРУ. Объясните, как происходит включение резервной линии.
55. Дайте определение комплектному РУ, какие виды РУ Вы знаете?

13. КАРТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДИСЦИПЛИНЫ КАДРАМИ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОГО СОСТАВА

Таблица 52

Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Вид учебной нагрузки	ППС
Лекции	К.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович
Практические занятия	К.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович, ст. преп. Панькова Диана Николаевна
Зачет	К.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович

Геннадий Владимирович Судаков

доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. экон. наук

Татьяна Юрьевна Ильченко

ассистент кафедры энергетики АмГУ

Наталья Сергеевна Бодруг

ассистент кафедры энергетики АмГУ

Изд-во АмГУ. Подписано к печати _____ Формат 60 x 84/16. Усл. печ. л. ____,
уч.-изд. л. __. Тиража 100. Заказ _____ 1