**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования

**«Владимирский государственный университет**

**имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»**

**(ВлГУ)**

**В.А. ШАХНИН**

**Методические рекомендации к курсовому проектированию**

по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» для студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 140400.68Электроэнергетика и электротехника

(электронный ресурс)



Владимир - 2014

Составитель: Шахнин В.А.

Методические рекомендации к выполнению курсовой работы по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» для студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 140400.68Электроэнергетика и электротехника (электронный ресурс) – Владимир: Изд-во ВлГУ, 2014. - с. 95.

Изложены требования к содержанию, объёму и оформлению курсовых проектов по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий». Приведены методика учебного проектирования, примеры расчетов режимов и выбора электрооборудования электрических сетей предприятий строительного комплекса. Особое внимание уделено вопросам обеспечения надёжности электроснабжения, качества электроэнергии и энергоэффективности.

Предназначено для студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 140400Электроэнергетика и электротехника. Рекомендован для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС 3-го поколения.

Рецензент - заслуженный деятель науки Р.Ф.,

д.т.н., профессор Л.М. Самсонов

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ……………………………..4

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ КУРСОВОГО  
ПРОЕКТИРОВАНИЯ………………………………………………………….….5

1.1. Содержание курсового проекта ……………………………..5

1.2. Требования к пояснительной записке и графической части…………….6

1. ПРЕДПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ…...8

2.1. Анализ генерального плана объекта электроснабжения и условий присоединения к энергосистеме………………………………………………9

2.2. Анализ состава и характеристик потребителей электроэнергии……....10

2.3. Выбор номинальных значений напряжений сети электроснабжения....13 3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК …………...…………………….14

3.1. Расчёт низковольтных нагрузок электрической сети 0,4 кВ …...…….14

3.2. Расчёт высоковольтных нагрузок электрической сети 10 кВ…………19

1. ВЫБОР ЦЕХОВЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ………………………...21

## 4.1. Предварительный расчёт количества и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ ……………………………………......21

## 4.2. Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4кВ……..26

## 4.3.Уточнение количества и мощности трансформаторов 10/0,4кВ с учётом КРМ……….…………………………………………31

5. РАСЧЁТ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ 10 кВ……………..33

5.1. Расчёт электрических потерь в трансформаторах 10/0,4 кВ…………33

* 1. Расчёт электрических потерь в конденсаторных установках 0,4 кВ…34
  2. Расчёт суммарной нагрузки с учётом КРМ на стороне 10 кВ………...35

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ …...…..37

6.1. Расчёт количества и мощности трансформаторов питающей подстанции 110 кВ………………………………………………………………37

## 6.2.Выбор места расположения ГПП……………………………….39

## 6.3.Выбор схем ГПП и сети внутреннего электроснабжения…..42

1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ...................45

7.1. Расчёт токов короткого замыкания…………………………………….45

## 7.2.Выбор оборудования распределительного устройства 110кВ………..54

## 7.3.Выбор оборудования распределительного устройства 10кВ…………57

8. РАСЧЁТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ОШИНОВКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ……………………………………...60

## 8.1. Расчёт питающих линий и ошиновки ОРУ-110кВ ГПП…………….60

## 8.2. Расчёт отходящих линий 10кВ и ошиновки до вводных ячеек РУ-10кВ………………………………………………………………………………62

9. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД……...…………………….64

9.1. Выбор источников оперативного тока……………………………….64

9.2. Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП……………..……66

10. УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ…………………………………………………68

10.1. Размещение измерительных приборов……………………………...68

10.2. Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке………….73

10.3. Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке…77

11. РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ………………………………………….78

11.1. Выбор защиты силовых трансформаторов…… ………………… .78

11.2. Определение видов защит отходящих линий……………………..81

11.3. Определение видов защит синхронных двигателей и электропечных установок ……………................................................................83

11.4. Расчет уставок защиты ДСП устройством «ТЭМП-2501-31»…..84

ПРИЛОЖЕНИЯ .. ……………………………..86

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ……………… …………………… 95

**ВВЕДЕНИЕ**

Электроснабжение – это процесс производства, преобразования и распределения электроэнергии. При его практической реализации необходимо учитывать особенности потребителя как совокупности электроприёмников. К числу таких особенностей относятся категории надёжности электроснабжения, территориальное расположение и плотность электрических нагрузок, технологические взаимосвязи между электроприёмниками и др. Проектирование систем электроснабжения предполагает решение задач разработки схем электрических сетей и подстанций, расчёта электрических нагрузок, выбора мощности и типов трансформаторов, реакторов и других электрических аппаратов, выбора сечений проводников линий электропередачи, проверки оборудования на термическое и динамическое действие токов коротких замыканий. В последнее время особую актуальность приобретают проблемы энергосбережения и обеспечения высокого качества электроэнергии.

Учебное курсовое проектирование по дисциплине «Электроснабжение » является важнейшим звеном в студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 140400.68Электроэнергетика и электротехника. В ходе курсового проектирования на основе знаний, полученных в результате освоения теоретического курса по названной дисци­плине, студенты должны приобрести умения и навыки самостоятельной постановки и решения практических задач электроснабжения, в ряде случаев не имеющих однозначных ответов. Без­условно, это требует глубоких знаний теории, умения работать с на­учно-технической литературой и творческого мышления, т.е. того, что необходимо для успешной профессиональной деятельности после за­вершения обучения в университете.

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**1.1. Содержание курсового проекта**

Содержание курсового проекта определяется заданием, которое выдается руководителем проекта и оформляется по форме, приведен­ной в прил.1. Целесообразно включение в пояснительную записку курсового проекта следующих основ­ных разделов:

* анализ состава и характеристик потребителей электроэнергии;
* выбор номинальных значений напряжений сети электроснабжения
* расчёт электрических нагрузок;
* расчёт средств компенсации реактивной мощности;
* расчёт количества и мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ;
* выбор места расположения, схемы и мощности питающей подстанции 110 кВ;
* выбор трансформаторного и коммутирующего оборудования подстанции 110 кВ;
* расчёт токов коротких замыканий;
* выбор и расчёт средств релейной защиты и автоматики;
* расчёт линий электропередачи и ошиновки распределительных устройств;
* расчёт потерь в трансформаторах, конденсаторных установках и линиях электропередачи 10/0,4 кВ;
* выбор и расчет от­дельных элементов системы электроснабжения в соответствии с заданием на курсовой проект.

Обязательным элементом курсового проекта является графическая часть, которая включает в себя чертёж однолинейная схема системы электроснабжения объекта. Чертёж выполняется на листе формата А1.

1.2. Требования к пояснительной записке и графической части проекта

Пояснительная записка курсового проекта должна иметь следующую структуру:

* титульный лист (прил. 2);
* введение;
* изложение основных результатов работы (3-5 глав);
* заключение;
* библиографический список;
* оглавление.

Введение, Во введении должны быть кратко отражены современ­ное состояние в области систем электроснабжения и актуальность выбранной темы, определены методы решения поставленных задач и сформулирована цель работы. Объем введения — не более двух стра­ниц.

Основные результаты работы. В первой и последующих главах должны быть представлены результаты работы согласно заданию. Каждая глава должна заканчиваться выводами, в которых в краткой форме даются результаты данного этапа работы и конкретизируются задачи и методы их решения в последующих главах.

*Заключение.* В заключении формулируются главные выводы про­ектирования, показывающие достигнутый уровень в решении пробле­мы. Объем заключения — обычно одна страница.

*Список литературы*. В список, с указанием библиографических данных, включается литература по усмотрению автора пояснительной записки. Если в работе сделаны ссылки на научную информацию, по­зволяющую принять конкретное решение, включение в список литера­туры первоисточника обязательно.

Пояснительная записка печатается на принтере (шрифт размером не менее 14 пунктов) на листах бумаги фор­матом А4 (210x297 мм) через полтора интервала. Для разворот­ных таблиц и рисунков допускается формат A3 (297x420 мм). Заголов­ки таблиц, названия схем можно печатать через один интервал.

Напечатанный текст должен иметь поля следующих размеров:

* верхнее и нижнее — 25 мм;
* правые — 10 мм;
* левые — 25 мм.

Абзацный отступ равен пяти знакам. Заголовки глав и параграфов отделяются от текста сверху и снизу тремя интервалами. Текст печа­тается строчными буквами. Заглавными (прописными) буквами печа­таются аббревиатуры, а также названия глав, слова "Введение" и "За­ключение".

В тексте должна быть соблюдена соподчиненность глав, парагра­фов и пунктов. Каждая глава пояснительной записки начинается с новой страницы. Нумерация глав параграфов выполняется арабскими цифрами, которые отделяются от названий точкой. Номер параграфа состоит из цифры, обозначающей номер главы, и цифры, обозначаю­щей его порядковый номер в составе главы, отделенных друг от друга точкой. Страницы пояснительной записки нумеруются от титульного лис­та и до последнего, цифра 1 на титульном листе не ставится. Нумера­ция страниц выполняется арабскими цифрами сверху посередине. Приложения нумеруются арабскими цифрами (без значка №) и имеют названия. Ориентировочный объем пояснительной записки — в среднем 20-25 страниц.

Графическая часть выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ ЕСКД на одном листе формата А1 и должна содержать однолинейную схему системы электроснабжения. Перечень элементов можно не оформлять, т.к. типы используемого оборудования приводятся в пояснительной записке. В учебном проекте допускаются некото­рые особенности заполнения основной надписи (см. прил. 3). В верхнем правом поле размещается шифр документа, имеющий для рассматриваемого курсового проекта следующее обозначение:

ВлГУ.200100. 4. 00. Э3,

1 2 3 4 5

где 1 - название вуза;

1. – шифр направления подготовки;
2. - шифр работы (4 - курсовой проект, 5 - курсовая работа);
3. - номер документа (пояснительная записка – 00, чертёж -01);
4. - код документа (ЭЗ - схема электрическая принципиальная).

В центральном поле размещается название курсового проекта; в поле расположенном ниже указывается наименование чертежа в именительном падеже (первое слово - имя существительное), например, «схема однолинейная». В нижнем правом поле указывается название вуза и номер академической группы.

При выполнении графического материала желательно использо­вание системы AutoCad или графического редактора MSVisio.

После защиты чертеж складывается по форме, приводимой в прил.3.

2. ПРЕДПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основными задачами, решаемыми при проектировании системы, являются: оптимизация параметров схемы путем обоснованного выбора рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения; определение электрических нагрузок и выполнения требований по обеспечению бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения.

**2.1. Анализ генерального плана объекта электроснабжения и условий присоединения к энергосистеме**

Общее представление о структуре объекта электроснабжения и размещении его подразделений на территории позволяет получить анализ генерального плана. На основе генерального плана строится схематический план расположения структурных подразделений, необходимый для выбора места размещения трансформаторных подстанций и прокладки линий электропередач.

Для данного учебного пособия условно выберем в качестве объекта проектирования систему электроснабжения типичного для России машиностроительного предприятия. Допустим, что схематический план расположения его подразделений представлен на рис. 2.1.

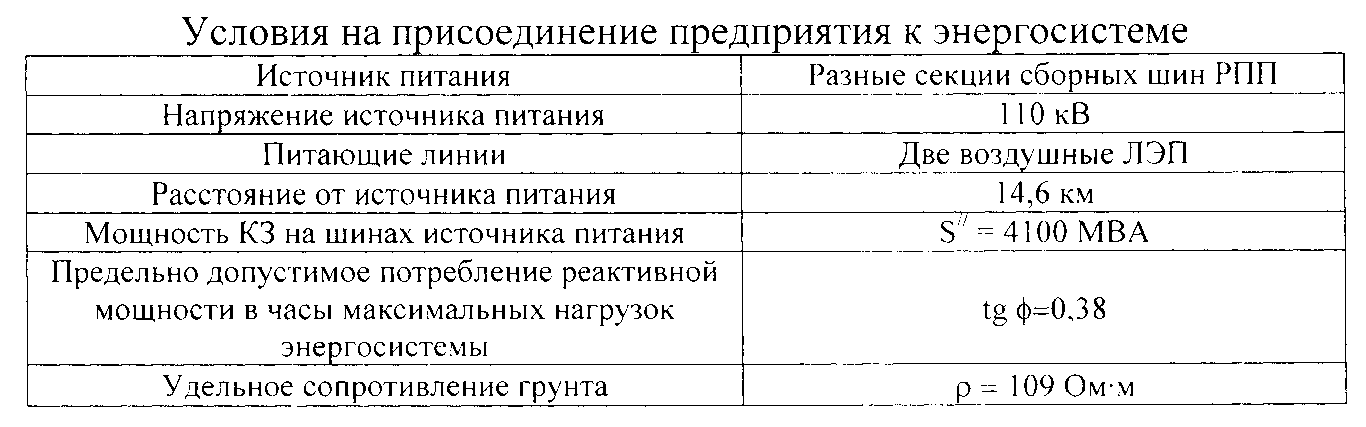


*Рис. 2.1. Схематический план объекта электроснабжения:*

*1 – Цех механообработки; 2 – Сборочно-производственный корпус №1; 3 – Сборочно-производственный корпус №2; 4 – Сборочно-производственный корпус №3; 5 – Компрессорная; 6 – Котельная; 7 – Литейный цех; 8 – Цех лакокрасочных покрытий; 9 – Электротехнический цех; 10 – Ремонтно-механический цех; 11 – Деревообрабатывающий цех; 12 – Автотранспортное хозяйство; 13 – Складской комплекс; 14 – Лабораторный корпус; 15 – Административно-бытовой корпус; 16–Водозабор.*

При реальном проектировании с учетом особенностей генерального плана, места расположения, состава и характеристик потребителей электроэнергии на этапе предпроектного анализа изучаются и формулируются условия присоединения объекта электроснабжения к энергосистеме. При выполнении учебного поектирования эти условия излагаются в задании. Пусть для предприятия, выбранного в качестве примера, условия присоединения к энергосистеме заданы табл. 2.1.

*Таблица 2.1*

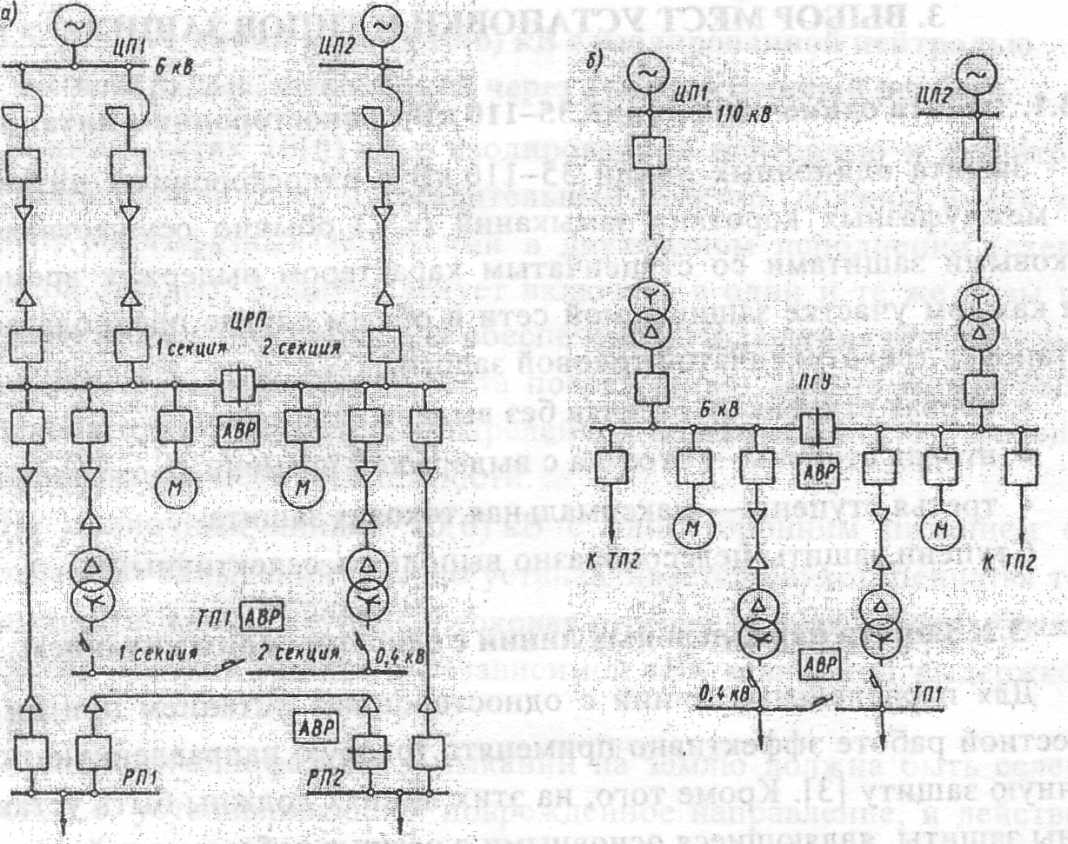


**2.2. Анализ состава и характеристик потребителей электроэнергии**

Перед началом проектирования проводится предварительной анализ принадлежности проектируемых электрических сетей и имеющихся на объекте электроприёмников к той или иной группе общепринятых систем классификации. Это необходимо для рационального выполнения системы электроснабжения, которая должна удовлетворять требованиям экономичности, надежности, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечивать надлежащее качество электроэнергии [1].

По уровню напряжения электрические сети технических объектов, зданий и сооружений принято делить на две категории: высоковольтные и низковольтные. К низкоковольтным относятся сети с напряжением менее 1000 вольт.

Электроснабжение технических объектов, зданий и сооружений обычно осуществляется по высоковольтным питающими линиями 6 или 10 кВ от распределительных уст­ройств того же напряжения электрических станций или подстанций (рис. 2.2, а). Для крупных технических объектов, например, промышленных предприятий и населённых пунктов, применяется электропитание от указанных источников, но по линиям более высокого напряжения (35—220 кВ) с помощью подстан­ций глубокого ввода (ПГВ) [1]. Соответствующая схема приведена на рис. 2.2, б. В первом случае на объект вводят питающие линии от центров питания до главных понизительных подстанций (ГПП) или центральных распределительных пунктов (ЦРП). Распределительные сети 10(6) кВ связывают ГПП и ЦРП с крупными высоковольтными электроприёмниками, распределительными пунктами и трансформаторными подстанциями (РП и ТП) цехов предприятий или городских микрорайонов.



*Рис. 2.2. Схемы электроснабжения: а - с питающими кабельными линиями*

*10(6) кВ; б - с глубоким высоковольтным вводом*

Кабельные распределительные сети 6 и 10 кВ промышленного предприятия обычно состоят из радиальных линий. На­дежность электроснабжения ответственных электроприемников обес­печивается за счет питания от двух независимых источников или от двух систем шин (секций) одного источника, а также применения уст­ройств автоматического включения резерва. Параллельная работа пре­дусматривается обычно только для питающих линий. При больших токах нагрузки (2000 А и выше) для питания цехо­вых подстанций применяются токопроводы с жесткими шинами или гибкими проводами. Токопроводы существенно отличаются от воз­душных и кабельных линий электропередачи механическими и элек­трическими параметрами. В схемах с глубоким высоковольтным вводом распределительные устройства ПГВ выполняют роль распределительных подстанций. Требуемая надёжность электроснабжения определяется категориями потребителей электроэнергии и особенностями технологического процесса, неправильная оценка которых может привести как к снижению надежности системы электроснабжения, так и к неоправданным затратам, например, на излишнее резервирование.

По надёжности электроснабжения все электроприёмники делятся на три категории.

* *Электроприёмники первой категории –* это электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь чрезвычайно серьёзные последствия. В нормальных режимах эти приёмники должны получать питание от двух независимых взаимно резервируемых источников; допустим перерыв электроснабжения лишь на время автоматического перехода на резервный источник. Из состава первой категории выделяется *особая группа электроприёмников*, отключение которых ведёт к гибели людей, взрывам и т.п. Для особой группы должна обеспечиваться возможность электроснабжения от третьего независимого источника.
* *Электроприёмники второй категории –* это электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, нарушениям нормальной жизни и деятельности значительного количества населения. В нормальных режимах эти приёмники должны получать питание также от двух независимых взаимно резервируемых источников, однако допустим перерыв электроснабжения (не более 2-х часов), необходимый для включения резервного питания действиями дежурного персонала.
* *Электроприёмники третьей категории –* это все остальные электроприёмники. В нормальных режимах они могут получать питание от одного источника; допустим перерыв электроснабжения не более 24 часов.

На этапе предпроектного анализа целесообразно сформировать группы электроприёмников с примерно одинаковыми коэффициентами спроса и свести информацию об их параметрах в специальные таблицы (в качестве примера см. табл.3.1).

**2.3. Выбор номинальных значений напряжений сети электроснабжения**

При реальном проектировании напряжения участков электрической сети обычно выбирается на основе технико-экономического сравнения различных вариантов. При выборе окончательного проектного решения целесообразно отдавать предпочтение варианту с более высоким номинальным напряжением.

При курсовом, т.е. учебном проектировании, выбор номинальных значений напряжения производится без экономического анализа с учётом только технических особенностей системы. Например, при выборе номинального напряжения внешнего участка сети принимаются во внимание существующие напряжения возможных источников питания энергосистемы, расстояние от этих источников до проектируемого объекта, категории надёжности и суммарная мощность электроприёмников объекта. Для предварительного расчёта номинального значения напряжения внешнего электроснабжения проектируемого объекта целесообразно воспользоваться формулой Илларионова [2]:

 (2.1)

где *а* – длина электрической линии, км;

*Р* – расчетная мощность объекта (при курсовом проектировании установленная мощность), МВт .

Окончательно выбирается ближайшее большее к результатам расчёта по формуле (2.1) значение из стандартной шкалы номинальных напряжений: 6, 10, 35, 110, 220. 330, 500, 750,1150 кВ.

В распределительных межцеховых или межквартальных сетях небольших, средних предприятий и городов в настоящее время применяются номинальные напряжения 6 и 10 кВ. Как правило, при проектировании электроснабжении новых объектов следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное. В качестве внутрицехового, внутриквартального и внутридомового номинального напряжения источников питания низковольтных электроприёмников обычно принимается значение 0,4 кВ.

1. **РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК**

Основными элементами систем электроснабжения являются электрические сети, а также различные трансформаторные и преобразовательные подстанции. Выбор этих элементов производится по расчетным электрическим нагрузкам. Занижение расчетных нагрузок при проектировании может привести к перегревам элементов систем электроснабжения, ускоренному износу и снижению энергоэффективности. Завышение расчетных нагрузок приводит к излишним капиталовложениям и затратам на системы электроснабжения.

**3.1. Расчёт низковольтных нагрузок электрической сети 0,4 кВ**

Наиболее важными потребителями электрической энергии во внутрицеховых и внутриквартальных сетях 0,4 кВ являются двигатели электроприводов технологического оборудования, электроосвещение, электробытовые приборы и нагреватели, т.е. потребители с длительным и повторно-кратковременным (ПКР) режимами работы. На рис. 3.1 представлены типичные графики изменения потребляемой ими мощности.



*а) б)*

*Рис. 3.1. Графики нагрузки электроприемников: а-длительный режим работы; б- повторно-кратковременный режим работы*.

Длительный режим – это режим, при котором температура электроприемника возрастает по экспоненте и через 3То достигает установившегося значения (То – постоянная времени электроприемника). В длительном режиме работают электроприводы автоматической линии, вентиляторов, насосов, станков, электрические печи сопротивления, осветительные приборы и т.п.

Повторно-кратковременный режим – это режим, при котором температура за время включения повышается, но не достигает установившегося значения, а за время пауз снижается, но не достигает температуры окружающей среды. Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения

 ,

где *t*ц  - время цикла работы электроприемника (не более 10 минут); *t*в - время включения электроприемника; *t*п - время паузы в работе электроприемника. В повторно-кратковременном режиме работают электродвигатели машин контактной сварки, прессов, лифтов и мостовых кранов. Для электроприёмников, работающих в длительном режиме значение *ПВ* принимается за единицу

Расчет активной (*РР.i*) и реактивной (*QР.i*) мощности проводится по группам электроприёмников с близкими значениями коэффициентов спроса, сформированным на этапе предпроектного анализа, с учётом установленной мощности электрооборудования группы. За установленную мощность принимается сумма номинальных мощностей электроприёмников той или иной группы. При расчёте используются следующие формулы

где *Руст. i* –установленная мощность *i*-й группы электроприёмников, кВт;

*kс. i* – коэффициент спроса *i*-й группы электроприёмников;

*φi –* усреднённый угол фазового сдвига между напряжением и током для электроприёмников *i*-й группы ,

В табл. 3.1 приведены параметры и результаты расчёта мощностей для различных групп электроприёмников типичного цеха механообработки машиностроительного завода. Например, для группы металлорежущих станков расчетные значения активной, реактивной и полной мощностей рассчитаны так





Аналогично проведён расчет для остальных групп оборудования механического и других цехов завода Результаты расчётов в целом по объекту электроснабжения отражаются в сводной таблице (в качестве примера см. табл. 3.2).

*Таблица 3.1*

Электрические нагрузки сети 0,4кВ цеха механообработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование групп электроприёмников | Pн, кВт | kс | cosφ | ПВ | tgφ | Pp, кВт | Qp, кВАр | Sр, кВА |
| 1. | Металлорежущие станки | 3426 | 0,15 | 0,80 | 1 | 0,75 | 513,90 | 385,43 | 642,37 |
| 2. | Вентиляторы | 185 | 0,6 | 0,45 | 1 | 1,98 | 111,10 | 219.78 | 246,67 |
| 3. | Подъемно-транспортные механизмы | 165 | 0,06 | 0,45 | 0,4 | 1,98 | 6,26 | 12,43 | 13,91 |
| 4. | Дуговая сварка | 420 | 0,4 | 0,65 | 0,6 | 1,17 | 130,13 | 152,14 | 200,2 |
| 5. | Освещение | 118 | 0,8 | 0,95 | 1 | 0,33 | 94,40 | 31,03 | 99,37 |
| 6. | Насосы | 239 | 0,6 | 0,8 | 1 | 0,75 | 143,40 | 107,55 | 179,25 |
| 7. | Печи сопротивления | 495 | 0,5 | 0,95 | 1 | 0,33 | 247,39 | 81,35 | 260,53 |
| 8. | Прессы | 110 | 0,4 | 0,65 | 0,6 | 1,17 | 44,01 | 51,44 | 67,69 |
| ИТОГО: | | | | | | | 1290,59 | 1538,99 | 2101,70 |

*Таблица 3.2*

Электрические нагрузки сети 0,4кВ цехов предприятия

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование цехов | Pp, кВт | Qp, кВАр | Sр, кВА |
| 1 | Цех механообработки | 1290,59 | 1538,99 | 2101,70 |
| 2 | Сборочно-производственный корпус №1 | 1819,36 | 1613,22 | 2474,50 |
| 3 | Сборочно-производственный корпус №2 | 635,07 | 600,56 | 877,49 |
| 4 | Сборочно-производственный корпус №3 | 1068,62 | 1033,84 | 1505,38 |
| 5 | Компрессорная | 388,8 | 256,76 | 466,52 |
| 6 | Котельная | 612,99 | 457,93 | 765,77 |
| 7 | Литейный цех | 456,82 | 363,63 | 594,35 |
| 8 | Цех лакокрасочный покрытий | 1331,15 | 888,86 | 1603,10 |
| 9 | Электроремонтный цех | 191,08 | 132,9 | 235,75 |
| 10 | Ремонтно-механический цех | 150,32 | 149,41 | 214,93 |
| 11 | Деревообрабатывающий цех | 109,97 | 97,7 | 138,33 |
| 12 | Автотранспортное хозяйство | 118,42 | 76,51 | 143,32 |
| 13 | Складской комплекс | 170,2 | 113,83 | 206,49 |
| 14 | Лабораторный корпус | 244 | 152,27 | 289,12 |
| 15 | Административно-бытовой корпус | 44,8 | 30,7 | 56,01 |
| 16 | Водозабор | 25,60 | 15,24 | 30,31 |
| ИТОГО: | | 8657,79 | 7522,35 | 11714,41 |

# 3.2.Расчёт высоковольтных нагрузок электрической сети 10кВ

Наиболее распространёнными высоковольтными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях и объектах ЖКХ населённых пунктов являются электрические синхронные и асинхронные двигатели большой мощности. Напомним, что рекомендуемые области применения электродвигателей следующие: при напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применять асинхронные двигатели, а свыше 100 кВт – синхронные; при напряжении 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.

Допустим, что на объекте электроснабжения применены высоковольтные асинхронные двигатели серии А. Это электродвигатели с короткозамкнутым ротором, рассчитанные на работу в продолжительном режиме от сети переменного тока частотой 50 Гц и предназначенные для привода насосов, вентиляторов, дымососов и других механизмов, не требующих регулирования частоты вращения. Двигатели выполняются с валом на подшипниках качения, выступающим с одной стороны. Коробка электрических выводов снабжена предохранительной мембраной и соответствует современным требованиям по стойкости к токам короткого замыкания. Степень защиты двигателей серии А — IP23. В таблице 3.3 приведены значения основных параметров наиболее применяемых электродвигателей серии А. Структура условного обозначения типа двигателя такова:

А — асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором;

500 — высота оси вращения в мм;

X, Y, XK, YK — условная длина двигателя;

4, 6, 8 — число полюсов;

У1,У3 — климатическое исполнение и категория размещения.

*Таблица 3.3*

Параметры высоковольтных двигателей

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип двигателя | кВ | Мощность,  кВт | Частота вращения,  об/мин | KПД, % | cosφ |  |
| А-500ХK-4У3 | 10 | 320 | 1500 | 93,2 | 0,86 | 6 |
| А-500Х-4У3 | 10 | 400 | 1500 | 93,8 | 0,86 | 6 |

К числу других распространённых высоковольтных нагрузок относятся различного рода нагреватели, мощные кондиционеры и электрические печи.

Активная нагрузка потребителей напряжением 10 кВ определяется методом коэффициента спроса по выражению:

 ,

где  – коэффициент спроса *i*-й группы высоковольтных потребителей;

– номинальная активная мощность высоковольтных потребителей.

Реактивная нагрузка потребителей напряжением 10 кВ определяется по выражению:

 ,

где  – коэффициент реактивной мощности высоковольтных потребителей.

В таблице 3.4 приведены параметры и результаты расчёта мощностей для различных групп высоковольтных электроприёмников типичного машиностроительного завода. Так, для насосов котельной сделан следующий расчёт кВт;  кВАр; 

*Таблица 3.4*

Высоковольтные электрические нагрузки (10кВ)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цехов  и групп электроприёмников | Рн, кВт | *k*с | cosϕ | tgϕ | Рр, кВт | Qр, кВАр | Sр, кВА |
| Котельная |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Насосы 4×320 кВт | 1280 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | 960 | 566,4 | 1114,63 |
| Водозабор |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Насосы 4×400 кВт | 1600 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | 1200 | 708 | 1393,29 |
| **Всего двигатели:** | **2880** | **-** | **-** | **-** | **2160** | **1274,4** | **2507,93** |
| Литейный цех |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Печь ИСТ-1/0,8Н1 с печным   трансформатором ЭТМПС-1000/10 | 6х850 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | 3570 | 1178,1 | 3759,364 |
| 1. Печь ИСТ-2,5/1,6М4 с печным   Трансформатором ЭТМПС-1600/10 | 6х1500 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | 6300 | 2079 | 6634,172 |
| 1. Печь ДСП-1,5 с печным   трансформатором ЭТМП-1250/10 | 6х1250 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 3750 | 2812,5 | 4687,5 |
| 1. Печь ДСП-3 с печным   трансформатором ЭТМПК-2000/10 | 6х2000 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 6000 | 4500 | 7500 |
| **Всего по цеху:** | **33600** | **-** | **-** | **-** | **19620** | **10569,6** | **22285,89** |
| **Итого нагрузка 10 кВ:** | **36480** | **-** | **-** | **-** | **21780** | **11844** | **24792,11** |

## 

**4.ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов должен быть технически и экономически обоснован, так как это оказывает существенное влияние на рациональное построение схемы электроснабжения.

## 4.1. Предварительный расчёт количества и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ возможно с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; удельной плотности нагрузки; размеров цеха; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; наличия компенсаторов реактивной мощности.

Надежность электроснабжения потребителей I, II категорий достигаются за счет наличия двух независимых источников питания. Резервный источник потребителей I, II категорий обычно вводится автоматически, однако для II категории допускается ввод резерва дежурным персоналом. При питании потребителей этих категорий от одной подстанции следует иметь два трансформатора. Однотрансформаторные подстанции применяются только для питания потребителей третьей категории.

Для цеховых понизительных трансформаторных подстанций определена экономически выгодная мощность трансформаторов *SН.Э.,*которая принимается в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки sу:

* при *s*у≤0,2 кВА/м2 принимается *SН.Э*=1000 кВА;
* при 0,2<*s*у≤0,3 кВА/м2 принимается *SН.Э*=1600 кВА;
* при *s*у>0,3 кВА/м2 принимается *SН.Э*=2500 кВА.

Удельная плотность расчетной нагрузки определяется по формуле:

,

где *SР.Ц*. - максимальная расчетная нагрузка цеха, кВА; *Fц* – площадь цеха, м2.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной нагрузки определяется по выражению:

,

где *кЗ* - коэффициент загрузки трансформаторов: *Sт.ном* - принятая номинальная мощность трансформаторов, кВА.

В соответствии с ПУЭ [1] значения коэффициентов загрузки трансформаторов выбираются следующими: 0,65 – 0,7 - при преобладании нагрузки I-II категории ; 0,75 – 0,85 - при преобладании нагрузки II и III категориий; 0,9 – 0,95 - для однотрансформаторных подстанций потребителей III категория;

Полученное значение числа трансформаторов округляется до ближайшего целого числа и определяется фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы:

.

В качестве примера приведём расчёт числа и мощности трансформатора для цеха механообработки, параметры нагрузок которого даны в табл. 3.1. Цех относится к потребителям второй категории, поэтому выбираем двухтрансформаторную подстанцию.

Определяем мощность трансформаторов для питания наибольшей расчетной активной нагрузки цеха при KЗ=0,8 :

;

*Sтр*. = кВА.

Принимаем два трансформатора со стандартным значением номинальной мощности *Sт.ном.=*1600 кВА. В результате фактический коэффициент загрузки трансформатора принимает допустимое по ПУЭ значение

*Кз.ф*=.

Для остальных цехов расчёт производится аналогично, результаты расчета числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций сводим в таблицу 4.1.

*Таблица 4.1*

Расчётное количество и мощность цеховых трансформаторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | Наименование цехов | катег.  потр. | Кз.т | S р, кВА | Fц ,м2 | S у, кВА/м2 | Sнэ, кВА | nтр расч | nт | Кз.ф |
| 1 | Цех механообработки | II | 0,8 | 2101,7 | 7506 | 0,28 | 1600 | 1,31 | 2 | 0,65 |
| 2 | Сборочно-производственный корпус №1 | II | 0,8 | 2474,5 | 1500 | 1,65 | 2500 | 1,24 | 2 | 0,49 |
| 3 | Сборочно-производственный корпус №2 | II | 0,8 | 877,49 | 1500 | 0,58 | 2500 | 0,44 | 1 | 0,35 |
| 4 | Сборочно-производственный корпус №3 | II | 0,8 | 1505,38 | 1500 | 1,00 | 2500 | 0,75 | 1 | 0,60 |
| 5 | Компрессорная | I-II | 0,75 | 466,52 | 4750 | 0,10 | 1000 | 0,62 | 1 | 0,47 |
| 6 | Котельная | I-II | 0,75 | 765,77 | 2400 | 0,31 | 2500 | 0,41 | 1 | 0,31 |
| 7 | Литейный цех | I-II | 0,75 | 594,35 | 12000 | 0,05 | 1000 | 0,79 | 1 | 0,59 |
| 8 | Цех лакокрасочный покрытий | II | 0,8 | 1603,1 | 5000 | 0,32 | 2500 | 0,80 | 1 | 0,64 |
| 9 | Электроремонтный цех | II-III | 0,85 | 235,75 | 5000 | 0,05 | 1000 | 0,28 | 1 | 0,24 |
| 10 | Ремонтно-механический цех | II-III | 0,85 | 214,93 | 5000 | 0,04 | 1000 | 0,25 | 1 | 0,21 |
| 11 | Деревообрабат. цех | II | 0,8 | 138,33 | 218 | 0,63 | 2500 | 0,06 | 1 | 0,06 |
| 12 | Автотранспортное хозяйство | II-III | 0,85 | 143,32 | 5000 | 0,03 | 1000 | 0,17 | 1 | 0,14 |
| 13 | Складской комплекс | III | 0,9 | 206,49 | 12000 | 0,02 | 1000 | 0,23 | 1 | 0,21 |
| 14 | Лабораторный корпус | III | 0,9 | 289,12 | 1500 | 0,19 | 1000 | 0,32 | 1 | 0,29 |
| 15 | Административно-бытовой корпус | III | 0,9 | 56,01 | 3000 | 0,02 | 1000 | 0,06 | 1 | 0,06 |
| 16 | Водозабор | I-II | 0,75 | 30,31 | 3000 | 0,01 | 1000 | 0,04 | 2 | 0,015 |

Как видно из табл. 4.1, для ряда цехов и корпусов коэффициент загрузки трансформаторов очень мал, что нецелесообразно с экономической и практической точек зрения. Поскольку имеется резерв мощности в основных цехах, а установка трансформаторов во вспомогательных цехах повлечет дополнительные капитальные вложения на их покупку и приведёт к увеличению складского резерва, питание цехов и корпусов с малой нагрузкой производим от шин 0,4 кВ ТП основных цехов. Количество и мощности цеховых трансформаторных подстанций с учетом перераспределения нагрузки между цехами сводим в табл. 4.2.

*Таблица 4.2*

Количество и мощность трансформаторов в цехах с учётом перераспределения нагрузки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | № цеха | Категория | ,  кВА | Ppц, кВт | Qpц, кВАр | Fц ,  м2 | ,  кВА/м2 | ,  кВА | ,  шт | ,  о.е. |
| 1 | 1,11 | I-II | 2905,41 | 2013,55 | 2094,62 | 10019 | 0,29 | 1600 | 2 | 0,75 |
| 2 | 2,5,6 | I-II | 2941,02 | 2208,16 | 1869,98 | 6250 | 0,47 | 1000 | 4 | 0,74 |
| 3 | 8,9,12 | II-III | 1982,17 | 1640,65 | 1098,27 | 15000 | 0,13 | 1000 | 2 | 0,99 |
| 4 | 4,10,13,15 | II-III | 1982,81 | 1433,94 | 1327,78 | 21500 | 0,09 | 1000 | 2 | 0,99 |
| 5 | 3,7,14,16 | I-II-III | 1791,27 | 1361,49 | 1131,70 | 18000 | 0,10 | 1000 | 2 | 0,90 |

Для цеховых комплектных подстанций применяем трансформаторы закрытого типа – ТМЗ Минского завода им. Малышева. Это современные трансформаторы, у которых изоляторы вводов закрыты кожухом, а масло в баке находится под азотной «подушкой» с небольшим избыточным давлением. В таблице 4.3 приведены параметры трансформаторов.

Маркировка трансформаторов следующая: ТМЗ-хххх/10, где Т – трёхфазный; М– масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла; З – закрытого исполнения; хххх – номинальная мощность трансформатора, кВА; 10 **–** первичное напряжение, кВ.

*Таблица 4.3*

Технические данные цеховых трансформаторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Sном.т,  кВА | Напряжение, кВ | | Uк, % | Потери, кВт | | Iхх, % |
| ВН | НН | ΔРхх | ΔРк |
| ТМЗ-1000/10 | 1000 | 6,10 | 0,4 | 5,5 | 1,9 | 10,5 | 1,15 |
| ТМЗ-1600/10 | 1600 | 2,1 | 14,8 |

Наличие в цехах осветительной однофазной нагрузки вызывает увеличение тока, протекающего через нейтраль трансформатора (в основном из-за прохождения через нее третьих гармоник). Значение этого тока зависит от схемы соединения обмоток. Целесообразно выбирать схему соединения обмоток ∆/Yн . т.к. она имеет наименьшее сопротивление гармонике нулевой последовательности (нейтраль может нагружаться до 75% номинального тока фазы против 25% при схеме Y/Yн) и улучшает условия защиты от однофазных замыканий на землю [3].

## 4.2.Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4кВ

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является неотъемлемой частью проектирования систем электроснабжения большинства крупных объектов. Это, в первую очередь, обусловлено тем, что грамотное проведение мероприятий по КРМ обеспечивает существенное повышение эффективности систем электроснабжения. Передача реактивной мощности вызывает дополнительные затраты на увеличение сечений проводников ЛЭП и мощностей трансформаторов, создает дополнительные потери электроэнергии. Кроме того, в электрической сети из-за наличия реактивной составляющей увеличиваются потери напряжения, что снижает качество электроэнергии по показателю «отклонение напряжения» [4].

Технически компенсация реализуется путём установки локальных источников реактивной мощности противоположной направленности (противоположного знака) по сравнению с реактивной мощностью сети. В качестве таких источников у потребителей электроэнергии чаще других используются конденсаторные установки, обеспечивающие компенсацию реактивной мощности, связанной с наличием активно-индуктивной нагрузки, например, электродвигательной.

Суммарная мощность конденсаторных установок выбирается по двум критериям:

* по минимуму суммарных приведенных затрат на конденсаторные установки и цеховые трансформаторные подстанции;
* по минимуму суммарных приведенных затрат на конденсаторные установки и потери электроэнергии в сети предприятия напряжением 10 кВ и в трансформаторах.

Основная мощность конденсаторных установок напряжением до 630 В определяется первым критерием, а с учётом второго находится их дополнительная мощность. Общая расчетная мощность конденсаторных установок определяется как сумма основной и дополнительной мощностей

*QКУ = QК1 + QК2.*

По первому критерию мощность конденсаторных установок следует определять, исходя из целесообразности уменьшения количества цеховых трансформаторов или снижения их номинальной мощности (при том же количестве). Минимальное количество трансформаторов с номинальной мощностью *Sном. т*  рассчитывают по формуле

 (4.1)

где *P р*– расчётная активная мощность; Δ*n* - добавка до ближайшего целого числа.

Выражение (4.1) предполагает полную компенсацию реактивной мощности, однако это не всегда целесообразно, т. к. требует больших затрат.

Экономически целесообразное число трансформаторов *nт.э* определяют путём следующей корректировки

 , (4.2)

где *m* – дополнительное число трансформаторов, зависящие от значения удельных затрат на передачу Q с учетом постоянных составляющих капитальных затрат (значение *m* можно найти, используя рис. 2.1 в работе [5]).

С учётом *nт.э* вычисляют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в низковольтную сеть

. (4.3)

По значению  находят суммарную мощность конденсаторных установок для данной группы трансформаторов согласно первому критерию:

, (4.4)

где  - суммарная (наибольшая) расчетная реактивная мощность цеха.

Если окажется, что < 0, то по первому критерию установка конденсаторов не требуется и принимаем *Qк1=* 0.

Дополнительная суммарная мощность по второму критерию для данной группы трансформаторов определяется по формуле

, (4.5)

где - расчетный коэффициент, значение которого зависит от показателей ,  и схемы питания цеховых подстанций и определяется по рис. 16 в работе [6]. Показатели и  определяются, соответственно, по таблицам 13 и 14 работы [6].

Изложенная выше методика довольно сложна, её целесообразно применять только при числе трансформаторов более трёх. Для рассматриваемого предприятия расчёт с её использованием проведём для второй группы цехов (см. табл. 4.2). Условно присвоим подстанции этой группы номер 2. Расчёт для ТП №2 выполняем в следующей последовательности.

1. Используя формулы (4.1) и (4.2) определяем экономически целесообразное число трансформаторов *nт.э* . При этом в соответствии с рис. рис. 2.1[5] принимаем значение *m*=0, т.е. . Таким образом

.

2. По формуле (4.3) вычисляем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в низковольтную сеть

 кВАр.

1. Определяем мощность конденсаторов по первому критерию (4.4)

 кВАр.

1. Вычисляем дополнительную суммарную мощность по второму критерию (4.5)

 кВАр.

1. Общую расчетную мощность конденсаторных установок определяем как сумму основной и дополнительной мощностей

*QКУ = Qк1 + Qк2=*1641,01-694,03=954,98кВАр.

Результаты расчёта по ТП №2 сводим в табл. 4.4.

*Таблица 4.4*

Результаты расчета КРМ в сети 0,4 кВ для ТП №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | , кВт | , кВАр | , шт |  | , шт | , кВАр | , кВАр |  | , кВАр |
| 2 | 2208,16 | 1869,98 | 3 | 0 | 3 | 228,97 | 1641,01 | 0,6 | -694,03 |

На подстанциях других групп количество трансформаторов менее трёх, поэтому расчёты КРМ можно провести по упрощённой методике. В качестве примера приведём расчёт низковольтных компенсирующих устройств для третьей группы цехов, т.е. для ТП №3 (см. табл. 4.2).

Тангенс угла сдвига фаз до компенсации реактивной мощности:

,

где *Qр.ц, Рр.ц*– расчетные активная и реактивная мощности группы цехов (см. табл. 4.2).

Для ТП №3:

.

Необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств Qк.у, кВАр определяется по формуле

, (4.6)

где *tgϕэ* – коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой.

В соответствии с приводимыми в задании на курсовой проект условиями присоединения к энергосистеме (табл. 2.1) *tgϕЭ*=0,38. В этом случае для ТП №3

 кВАр.

В качестве источников реактивной мощности используем две комплектные конденсаторные установки (по одной на каждую секцию) типа УКРМ ВАРНЕТ-АС-0,4-240 (Uном=400В, Qном=240 кВАр), т.е. суммарная компенсирующая мощность конденсаторных установок составит Qн.к.у=2х240=480 кВАр, что соответствует результатам расчёта по (4.6).

Аналогично проводим расчёт для других ТП. Результаты выбора компенсирующих устройств 0,4кВ сводим в табл. 4.5.

*Таблица 4.5*

Результаты расчета КРМ в сети 0,4 кВ для двухтрансформаторных ТП

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | *Рр.ц,* кВт | *Qр.ц,,*кВАр | *tgϕр.ц* | *QР,* кВАр | Тип | Кол-во | *Qнку* кВАр |
| 2 | 2208,16 | 1869,98 | 0,85 | 946,98 | ВАРНЕТ-АС-0,4-310 | 3 | 930 |
| 3 | 1640,65 | 1098,27 | 0,67 | 474,82 | ВАРНЕТ-АС-0,4-240 | 2 | 480 |
| 4 | 1433,94 | 1327,78 | 0,93 | 782,88 | ВАРНЕТ-АС-0,4-400 | 2 | 800 |
| 5 | 1361,49 | 1131,70 | 0,83 | 614,33 | ВАРНЕТ-АС-0,4-310 | 2 | 620 |

## 

## 4.3.Уточнение количества и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ с учётом КРМ

На заключительном этапе производится корректировка расчетных нагрузок сформированных ранее групп цехов и мощностей трансформаторов ТП с учетом установки конденсаторных компенсаторов. Расчетные значения реактивной и полной мощностей (нагрузок) группы цехов с учетом установки компенсирующих устройств определяются формулами

 и .

Для третьей ТП:

 кВАр. ;

 кВА.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора:

*кз.ф*= .

Аналогично проводим уточнение для остальных групп цехов и сводим результаты в табл. 4.6.

*Таблица 4.6*

Количество и мощности цеховых трансформаторов с учётом КРМ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ТП | Катег. | РР., кВт | Qр.ц.к , кВАр | Sр.ц.к , кВА | nТР | Sт.ном., кВА | КЗФ |
| 1 | I-II | 2013,55 | 2094,62 | 2904,41 | 2 | 1600 | 0,75 |
| 2 | I-II | 2208,16 | 915,00 | 2390,23 | 3 | 1000 | 0,79 |
| 3 | II-III | 1640,65 | 618,27 | 1753,28 | 2 | 1000 | 0,85 |
| 4 | II-III | 1433,94 | 527,78 | 1527,98 | 2 | 1000 | 0,76 |
| 5 | I-II-III | 1361,49 | 511,70 | 1454,47 | 2 | 1000 | 0,73 |
| Итого: | | 8657,79 | 4667,37 | 10030,37 |  |  |  |

Сравнительный анализ результатов, приведённых в таблицах 4.2 (без КРМ) и 4.6 (с учётом КРМ), показывает, что проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности даёт следующий положительный эффект:

* на ТП №2 возможна установка трёх трансформаторов вместо четырёх;
* на ТП №3, №4 и №5 снижаются коэффициенты загрузки трансформаторов до значений, предусмотренных ПУЭ для соответствующих категорий потребителей;
* установка компенсаторов для первой группы цехов (ТП №1) не требуется.

1. **РАСЧЁТ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ 10 кВ**

Для определения суммарной мощности нагрузки на стороне 10кВ к расчетной мощности на стороне 0,4кВ добавляются мощность высоковольтных потребителей, потери мощности в цеховых трансформаторах и потери мощности в низковольтных конденсаторных установках.

## Расчёт электрических потерь в трансформаторах 10/0,4 кВ

Для расчета потерь активной мощности в трансформаторах используем их паспортные данные, приведенные в таблице 4.3, и следующую формулу

,

где Δ*Pх.х*. – потери холостого хода трансформатора, кВт;

Δ*Pк.з*. – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n – количество трансформаторов на подстанции, шт.;

*Kз.ф.*– фактический коэффициент загрузки трансформатора (таблица 4.6)

Для ТП №3:

 кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах вычисляются по формуле

,

где *io* – ток холостого хода трансформатора, %;

*uк* – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для ТП №3:

 кВАр.

Результаты расчёта потерь мощности в цеховых трансформаторах для остальных ТП сводим в табл. 5.1.

*Таблица 5.1.*

Результаты расчёта потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  ТП | Тип тр-ра | Sт.ном  кВА | ΔРх.х, кВт | ΔРк.з, кВт | *u*к, % | *i*0, % | Кз.ф | ΔРт, кВт | ΔQт, кВАр |
| 1 | ТМЗ-1600/10 | 1600 | 2,1 | 14,8 | 5,5 | 1,15 | 0,75 | 28,23 | 149,12 |
| 2 | ТМЗ-1000/10 | 1000 | 1,9 | 10,5 | 5,5 | 1,15 | 0,79 | 27,10 | 145,84 |
| 3 | ТМЗ-1000/10 | 1000 | 1,9 | 10,5 | 5,5 | 1,15 | 0,88 | 20,06 | 108,48 |
| 4 | ТМЗ-1000/10 | 1000 | 1,9 | 10,5 | 5,5 | 1,15 | 0,76 | 15,93 | 86,22 |
| 5 | ТМЗ-1000/10 | 1000 | 1,9 | 10,5 | 5,5 | 1,15 | 0,73 | 14,99 | 81,30 |
| Итого: | | | | | | | | 106,31 | 570,96 |

## Расчёт электрических потерь в конденсаторных установках 0,4кВ

Активные потери в конденсаторных установках определяются по формуле [8]:

 ,

где  – установленная мощность конденсаторной установки, кВАр.

Для ТП №3:

 кВт.

Расчёт потерь мощности в конденсаторных установках для остальных групп цехов проводится аналогично, результаты расчёта представлены в табл. 5.2.

*Таблица 5.2.*

Результаты расчёта потерь мощности в НКУ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  ТП | Тип установки | Qку.ном,  кВА | ΔРку, кВт |
| 2 | 3хВАРНЕТ-АС-0,4-310 | 930 | 4,19 |
| 3 | 2хВАРНЕТ-АС-0,4-240 | 480 | 2,16 |
| 4 | 2хВАРНЕТ-АС-0,4-400 | 800 | 3,60 |
| 5 | 2хВАРНЕТ-АС-0,4-310 | 620 | 2,79 |
| Итого: | | | 12,74 | |

* 1. **Расчёт суммарной нагрузки с учётом КРМ на стороне 10 кВ**

Активная расчетная нагрузка на стороне 10 кВ определяется по формуле

,

где *Pр*.0,4Σ – суммарная активная расчетная нагрузка низковольтных потребителей, кВт (табл. 3.2);

*Pр*.10Σ – суммарная активная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей, кВт (табл. 3.4);

Δ*P*тΣ – суммарные потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт (табл. 5.1);

Δ*P*ку – потери активной мощности в конденсаторных установках, кВт (табл. 5.2).

Результаты расчёта дают следующий результат

 кВт.

Реактивная расчетная нагрузка на стороне 10 кВ определяется по формуле

,

где *Qр*.0,4Σ – суммарная реактивная расчетная нагрузка низковольтных потребителей с учётом КРМ (табл. 4.6);

*Qр*.10Σ – суммарная реактивная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей (табл. 3.4);

Δ*Qт*Σ – суммарные потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, (табл. 5.1).

Таким образом,

 кВАр.

Проверим, есть ли необходимость компенсации реактивной мощности на стороне 10 кВ. Для этого определяем объекта электроснабжения



Поскольку это значение больше задаваемого энергосистемой (*tgϕЭ*=0,38) в период максимума нагрузки, то в сети 10 кВ есть необходимость дополнительно устанавливать высоковольтные конденсаторные батареи. Их установка может быть отнесена к числу наиболее важных мероприятий по повышению энергоэффективности проектируемой системы электроснабжения [7]. Требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств *Qк*.у10, кВар определяется по формуле:

.

Применяя её, получаем

 кВАр.

В качестве источников реактивной мощности целесообразно использовать две комплектные конденсаторные установки (по одной на каждую секцию) типа УКРМ ВАРНЕТ-А-10-3300 (Uном=10 кВ, Qном=3300 кВАр), т.е. суммарная компенсирующая мощность конденсаторных установок *Qк.у*10=2·3300=6600 кВАр.

Полная расчетная мощность нагрузки на шинах 10 кВ объекта электроснабжения определяется по формуле



и составляет  кВА.

**6. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**6.1. Выбор числа и мощности трансформаторов питающей подстанции 110 кВ**

В большинстве случаев внешнее электроснабжение объекта напряжением 10 или 6 кВ осуществляется от понижающей подстанции с входным напряжением 110 кВ. Подстанция может находиться как вне объекта электроснабжения, так и на его территории. В последнем случае она носит название главной понизительной подстанции (ГПП). Рассматриваемое в данном учебном пособии педприятие-прототип относится к предприятиям средней установленной мощности (т.е. мощность предприятия находится в пределах от 5 до 75 МВт). В связи с этим принимаем схему электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии, т.е. с одной ГПП. Проанализируем именно этот вариант, как наиболее типичный для промышленных предприятий России и используемый также для электроснабжения небольших городов и посёлков с населением 10-20 тыс. человек. В средних и крупных городах таких подстанций несколько, например, внешнее электроснабжение г. Владимира осуществляется через 7 подстанций 110 кВ.

Продолжим в качестве примера рассмотрение того же объекта электроснабжения, что и в предыдущих главах. Так как на предприятии преобладают потребители I и II категорий надёжности, ГПП предприятия должна выполняться двух трансформаторной. Номинальная нагрузка каждого трансформатора такой подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции. А именно, мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них, оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей. При аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% на время максимума, общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 суток. На время перегрузки должны быть приняты меры по усилению охлаждения трансформатора (включены вентиляторы дутья, резервные охладители и т.д.).

Выбор номинальной мощности трансформатора ГПП производится с учетом его перегрузочной способности:

,

где *Sт.ном* - номинальная мощность трансформатора, кВА;

*Sт.расч* - расчетная мощность трансформатора, кВА.

,

где *kЗ* - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимаем *kЗ*=0,7).

кВА.

Из ряда стандартных мощностей понижающих трансформаторов выбираем трансформаторы номинальной мощностью *Sт.ном*=25МВА. В этом случае коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы (в работе оба трансформатора) имеет значение

,

а в аварийном режиме (в работе один трансформатор)

 < 1,4.

С учётом довольно большой требуемой мощности в качестве трансформаторов ГПП целесообразно выбрать современные трансформаторы с расщеплённой вторичной обмоткой [9]. Применение таких трансформаторов позволяет снизить токи короткого замыкания на стороне 10кВ. Выбираем трансформаторы типа ТРДН-25000/110 (трансформатор трехфазный с расщеплённой обмоткой, принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с устройством регулирования напряжения под нагрузкой), основные параметры которого приведены в таблице 6.1.

*Таблица 6.1*

Паспортные данные трансформатора ТРДН-25000/110

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sт.ном ,МВА | Номинальное напряжение, кВ | | Потери, кВт | | Напряжениекз, % | Ток х.х, % |
| ВН | НН | PКЗ | PХХ |
| ТРДН-25000/110 | 25 | 115 | 11 | 120 | 25 | 10,5 | 0,65 |

## 6.2.Выбор места расположения ГПП

Обоснованный выбор типа и мощности трансформаторов ГПП, а также правильное размещение подстанции является основой для рационального построения системы электроснабжения.

Выбор места расположения подстанции осуществляется на основе генерального плана объекта электроснабжения, который, в свою очередь. определяется технологическим процессом производства, а также архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями. Выбор места расположения подстанции начинается с построения картограммы нагрузок [10]. Картограмма представляет собой размещенные на схематическом плане предприятия (рис. 2.1) окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. За центры окружностей принимаются центры тяжести фигур, изображающих цеха на плане. Радиусы окружностей картограммы определяются по формуле

,

где *m* – масштаб, на основании которого строятся круговые диаграммы нагрузок структурных подразделений, например, цехов (обычно для нагрузки 0,4 и 10 кВ принимается значения *m*=0,5 кВА/мм2 ).

Координаты центра электрических нагрузок объекта электроснабжения для размещения источника питания (ГПП) можно определить по формулам:

|  |
| --- |
|  |

где  - координаты центра нагрузки *i –* го цеха;

*Sрi* – расчётные нагрузки цехов.

Результаты расчетов для объекта, выбранного в этом учебном пособии в качестве примера, сведены в таблицу 6.2.

*Таблица 6.2*

Данные для построения картограммы электрических нагрузок

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  цеха | Наименование цеха | Sрнi, кВА | ri, мм | Xi, м | Yi, м | Sрвi ⋅Xi кВА⋅м | Sрвi⋅Xi кВА⋅м |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | |
| 1 | Цех механообработки | 2101,7 | 36,59 | 35 | 315 | 73559,5 | 662035,5 |
| 2 | Сборочно-производственный корпус №1 | 2474,5 | 39,70 | 180 | 315 | 445410 | 779467,5 |
| 3 | Сборочно-производственный корпус №2 | 877,49 | 23,64 | 215 | 85 | 188660,35 | 74586,65 |
| 4 | Сборочно-производственный корпус №3 | 1505,38 | 30,97 | 155 | 125 | 233333,9 | 188172,5 |
| 5 | Компрессорная | 466,52 | 17,24 | 290 | 315 | 135290,8 | 146953,8 |
| 6 | Котельная | 765,77 | 22,09 | 105 | 315 | 80405,85 | 241217,55 |
| 7 | Литейный цех | 594,35 | 19,46 | 300 | 50 | 178305 | 29717,5 |
| 8 | Цех лакокрасочный покрытий | 1603,1 | 31,95 | 180 | 255 | 288558 | 408790,5 |
| 9 | Электроремонтный цех | 235,75 | 12,25 | 180 | 185 | 42435 | 43613,75 |
| 10 | Ремонтно-механический цех | 214,93 | 11,70 | 60 | 185 | 12895,8 | 39762,05 |
| 11 | Деревообрабат. цех | 149,66 | 9,76 | 60 | 255 | 8979,6 | 38163,3 |
| 12 | Автотранспортное хозяйство | 143,32 | 9,55 | 300 | 255 | 42996 | 36546,6 |
| 13 | Складской комплекс | 206,49 | 11,47 | 80 | 70 | 16519,2 | 14454,3 |
| 14 | Лабораторный корпус | 289,12 | 13,57 | 155 | 75 | 44813,6 | 21684 |
| 15 | Административно-бытовой корпус | 56,01 | 5,97 | 180 | 25 | 10081,8 | 1400,25 |
| 16 | Водозабор | 30,31 | 4,39 | 300 | 125 | 9093 | 3788,75 |
| Нагрузка 10 кВ | | | | | | | |
| 5 | Компрессорная | 1114,63 | 26,64 | 290 | 315 | 323242,7 | 351108,45 |
| 16 | Водозабор | 1393,29 | 29,79 | 300 | 125 | 417987 | 174161,25 |
| 7 | Литейный цех | 22285,89 | 119,14 | 300 | 50 | 6685767 | 1114294,5 |
| Итого: | | 36508,21 | - | - | - | 9238334,1 | 4369918,7 |

Расчёт по вышеприведённым формулам показывает, что центр электрических нагрузок находится в точке с координатами X0=253,05 м; Y0=119,7 м. На рис. 6.1 приведён схематический план предприятия с указанием расчётного расположения центра электрических нагрузок. По расчетным данным центр нагрузок предприятия находится на территории водозабора, поэтому место размещения ГПП смещаем выше и правее. Новые координаты центра ГПП: Х`0=300 м; Y`0=185 м.



*Рис. 6.1. Расположение центра электрических нагрузок ГПП*

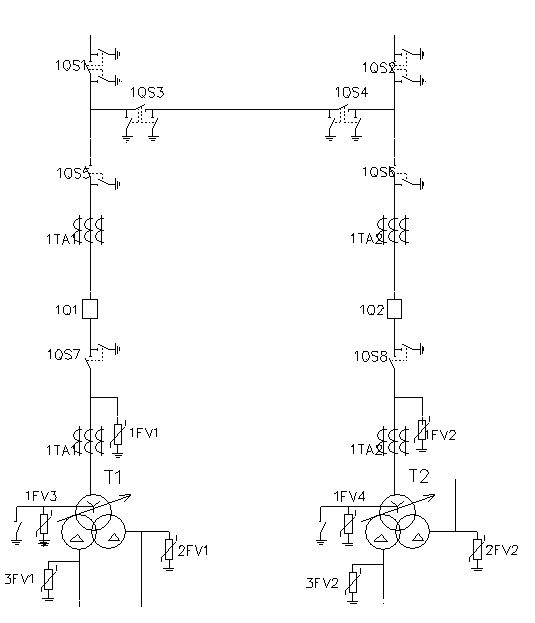
## 6.3.Выбор схем ГПП и сети внутреннего электроснабжения

Система электроснабжения предприятия состоит из источников питания, линий электропередач, осуществляющих подачу электроэнергии к предприятию, понизительных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабелей и воздушных линий. Наиболее сложным и мощным элементом системы электроснабжения является ГПП - приёмный пункт электроэнергии. Система электроснабжения должна удовлетворять требованиям надежности, экономичности, удобства и безопасности эксплуатации, а также обеспечения необходимого качества электроэнергии у приемников и возможности дальнейшего развития сети. Требуемая надежность сети определяется категорией потребителей. Экономичность сети характеризуется стоимостными показателями (приведенными затратами). Кроме того, необходимо учитывать такие требования, как характер размещения нагрузок по территории предприятия, а также его потребляемую мощность.

При построении схемы электроснабжения исходим из принципа максимально возможного приближения высшего напряжения к электроустановкам потребителей и применения минимального количества ступеней промежуточной трансформации. Ввиду наличия потребителей I-ой категории по степени бесперебойности питания предусматриваем секционирование шин ГПП и питание каждой секции по отдельной линии. Резервирование питания для отдельных категорий потребителей заложено в самой схеме электроснабжения. Для этого все элементы схемы (линии, трансформаторы, аппаратура) несут в нормальном режиме постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме (после отключения поврежденных участков) принимают на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов нагрузок. При секционировании всех звеньев системы электроснабжения, начиная от шин ГПП, предусмотрена установка на них системы АВР (автоматического ввода резерва) для повышения надежности питания. При этом в нормальном режиме работы обеспечивается раздельная работа элементов системы электроснабжения, что снижает уровень токов короткого замыкания, облегчает и удешевляет коммутационную аппаратуру и упрощает релейную защиту.

По способу присоединения ГПП к питающей линии она является тупиковой. Поэтому РУ-110кВ ГПП целесообразно выполнить по схеме «два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны ЛЭП». Эта схема более надежна в эксплуатации, чем схема с отделителями и короткозамыкателями, особенно в зимнее время. Перемычка позволяет сохранить в работе оба трансформатора при повреждении одной из питающих линий, а также обеспечить питание ГПП на время ревизии или ремонта силового трансформатора. Однолинейная электрическая схема распределительного устройства (РУ) 110 кВ, выполненного с учётом вышеизложенных требований, представлена на рис. 6.2.

Для РУ-10кВ ГПП целесообразно применить схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин». Она наиболее проста, но в то же время обеспечивает бесперебойное питание потребителей при исчезновении напряжения на одном из трансформаторов от другого через секционный выключатель. Для внутреннего электроснабжения предприятия используем радиальную схему. Нагрузка 0,4кВ производственных цехов получает электропитание от цеховых трансформаторных подстанций ТП №1 - №5 (см. гл. 4), электроснабжение высоковольтных электроприёмников (разд. 3.2) осуществляется непосредственно от РУ-10кВ ГПП.



*Рис. 6.2.* *Схема РУ-110 кВ ГПП*

**7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ**

**7.1. Расчет токов короткого замыкания**

К числу самых распространённых повреждений электрических сетей относятся короткие замыкания (к.з.), сопровождающиеся резким увеличением тока. Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно выбираться с учетом токов к.з. и быть устойчивым к ним. Наиболее распространёнными причинами возникновения коротких замыканий являются повреждения изоляции, перекрытия электрической дугой токоведущих частей, а также неправильные действия обслуживающего и эксплуатационного персонала.Короткие замыкания в сети могут сопровождаться прекращением питания потребителей, присоединенных к участкам сети с к.з.; нарушением нормальной работы потребителей, подключенных к неповрежденным участкам сети, вследствие понижения напряжения на этих участках; нарушением нормальной работы энергетической системы. Для предотвращения коротких замыканий и снижения вызываемого ими ущерба необходимо:

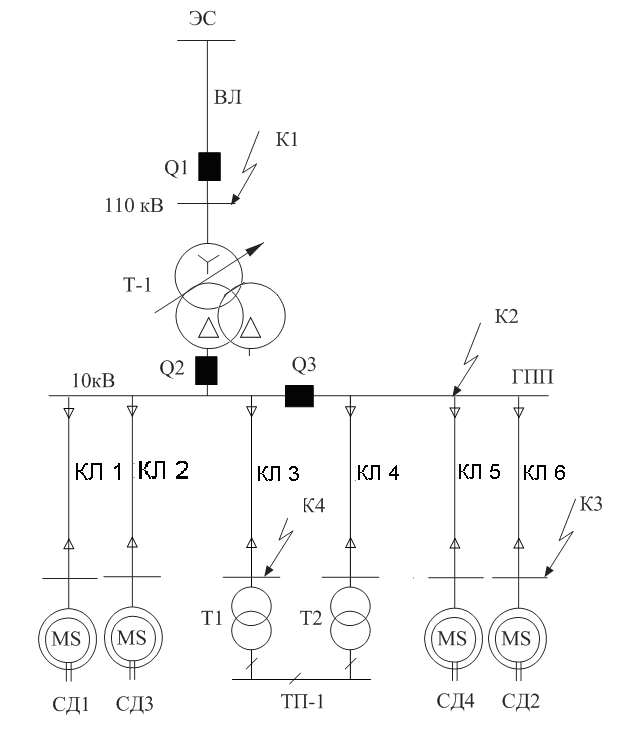
* своевременно устранять причины, вызывающие короткие замыкания;
* уменьшать время действия защиты от коротких замыканий;
* правильно вычислять значения токов коротких замыканий и по ним корректно выбирать компоненты электрической сети.

Расчетным видом к.з. для выбора электрооборудования является трехфазное к.з. При определении значений токов к.з. по рассматриваемой в этом учебном пособии методике не учитывается следующее:

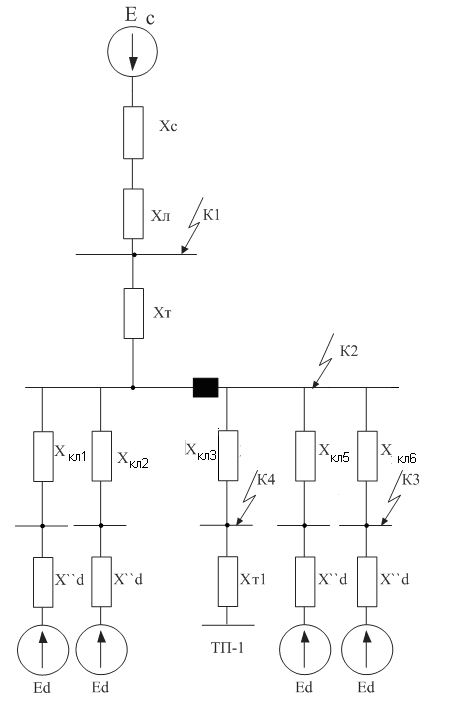
* сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
* ток намагничивания систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
* насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
* емкостная проводимость воздушных и кабельных линий;
* различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
* возможная несимметрия трехфазной системы;
* влияние недвигательной нагрузки на токи КЗ;
* подпитку места к.з. со стороны электродвигателей напряжением до 630 В при расчете токов к.з. в сети выше 630 В.

Кроме того, в высоковольтных сетях не учитываются активные сопротивления элементов. Принятые допущения, тем не менее, дают возможность провести расчет токов к.з. с допускаемой ПУЭ погрешностью, не превышающей 10 %.

Расчёт токов к.з. в сетях системы электроснабжения предприятия-прототипа будем проводить в относительных единицах с использованием шкалы средних значений напряжений в соответствии с методикой, изложенной в руководящих указаниях [11]. ЭДС системы принимаем равной единице. За базисную мощность принимаем мощность к.з. на шинах источника питания *S*б=4100МВА (табл. 2.1). За базисное напряжение принимаем среднее эксплуатационное напряжение той ступени трансформации, на которой предполагается КЗ. В нашем случае это Uб1=115кВ (до трансформатора) и Uб2=11кВ (после трансформатора). Расчётная схема токов к.з. для рассматриваемого в данном учебном пособии предприятия-прототипа приведена на рисунке 7.1. Отметим, что шины 10 кВ, расположенные правее от выключателя Q3, присоединены ко расщеплённой обмотке второго трансформатора ГПП Т-2 (на рис. 7.1 не показано). Схема замещения для расчета трехфазных КЗ представлена на рисунке 7.2.



*Рис. 7.1. Расчетная схема для токов к.з.*



*Рис. 7.2. Схема замещения для расчёта токов к.з.*

Последовательность расчёта токов к.з. следующая. Во-первых, вычисляются значения базисных токов по формуле

.

В рассматриваемом случае для точек К1 и К2 получаем  кА;

 кА.

Далее в относительных единицах рассчитываются сопротивления элементов системы. В рассматриваемом примере в соответствии со схемой замещения (рис. 7.2) вычисляются следующие сопротивления.

1. Сопротивление системы

; 

1. Сопротивление питающей воздушной линии

, (7.1)

где *L* – длина линии, км; *x*0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;



1. Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора



где *uk* – напряжение короткого замыкания трансформатора, % (табл. 6.1); *S*т.ном – номинальная мощность трансформатора, МВА (табл. 6.1);

.

1. Сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора

; 

1. Общее сопротивление трансформатора

1. Сопротивления кабельных линий от ГПП до высоковольтных двигателей в относительных единицах по формуле (7.1)

1. Сопротивление кабельных линий от ГПП до ТП-1



На следующем этапе вычисляются начальные значения периодической составляющей токов к.з. по формуле

,

где *x*Σ*i* – суммарное сопротивление до *i-*ойточки к.з. в относительных единицах; *Е*Σ*i* – суммарная ЭДС источников питания (также в относительных единицах).

Для точки К1:

; 

 кА.

Для точки К2:

; 

 кА. (7.2)

При наличии высоковольтных электродвигателей для точки К2 следует учитывать ток подпитки от них, увеличивающий, например, при мощности двигателей 400 кВт полученное значение (7.2) почти в 1,5 раза.

Для точки К3:

; 

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ для точки К3 без учета подпитки от электродвигателей

 кА.

Для точки К4:

; 

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ для точки К3 без учета подпитки от электродвигателей, кА:

 кА.

На заключительном этапе расчёта токов определяются значения ударных токов к.з. по следующей формуле



Значения ударного коэффициента *kу* приводятся в справочниках, например, в [3] (табл. 8.3). Для рассматриваемого примера расчёт даёт следующие результаты:

- для точки К1:

 кА;

- для точки К2:

 кА;

- для точки К3:

 кА;

- для точки К4:

 кА.

При выборе высоковольтных выключателей необходимо знать значение апериодической составляющей тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателей. Расчет этого значения проводится по формуле

,

где *Та* – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., значения которой приводятся в справочниках, например, в [3] (табл. 8.3); *t0* – усредненное значение собственного времени отключения выключателя (для современных выключателей около 0,01 с).

В рассматриваемом примере получены следующие результаты:

- для точки К1:

 кА;

- для точки К2:

 кА;

- для точки К3:

 кА;

- для точки К4:

 кА.

Степень термического воздействия теплового импульса тока к.з. на проводники и электрические аппараты определяется с помощью интеграла Джоуля



где *iкз* –ток короткого замыкания; *tоткл* –расчётная продолжительность к.з.

Оценить значение этого интеграла можно, воспользовавшись формулой

.

Расчёт по ней даёт следующие приблизительные значения интеграла Джоуля:

- для точки К1:

 кА2с;

- для точки К2:

 кА2с;

- для точки К3:

кА2с;

- для точки К4:

 кА2с.

Полученные значения сводим в табл. 7.1.

*Таблица 7.1*

Результаты расчета токов короткого замыкания

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Расчетная точка К.З. | *Iп.о ,*  кА | *iу* ,  кА | *iа.t* ,  кА | *Вк* ,  кА2⋅с |
| К1 | 7,32 | 18,85 | 8,46 | 11,79 |
| К2 | 6,30 | 17,11 | 8,17 | 67,08 |
| К3 | 6,12 | 15,57 | 7,06 | 23,22 |
| К4 | 6,18 | 14,86 | 7,27 | 22,92 |

## Выбор оборудования распределительного устройства 110кВ

Аппараты и проводники систем электроснабжения должны обладать прочностью изоляции достаточной для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях; выдерживать нагрев токами длительных режимов; обладать стойкостью к токам короткого замыкания и механической прочностью. При их выборе должна анализироваться технико-экономическая целесообразность. В табл. 7.2 приведены условия и результаты выбора высоковольтных аппаратов для открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ, отвечающих вышеперечисленным требованиям. Аппараты выбраны с учётом расчётных значений тока к.з. (табл. 7.1). для объекта электроснабжения, рассматриваемого в данном учебном пособии.

*Таблица 7.2*

Сводная таблица по выбору аппаратов ОРУ-110 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип оборудования | Условие выбора | Расчётные значения | Каталожные данные | Проверка условия |
| Выключатель  ВГТ-110-2500/40 УХЛ1  (привод ППК 2300УХЛ1) | *UномUсети*  *IномIмакс*  *Iотк.Iпо*  *iдинiу*  *Iтс·tтсВк* | *Uсети=110 кВ*  *Iмакс=183,7А*  *Iпо=7,32 кА*  *iу=18.85 кА*  *Вк=11,79 кА2с* | *Uном=110 кВ*  *Iном=2500 А*  *Iотк.=40 кА*  *iдин=65 кА*  *I2тс·tтс=252·3=*  *=1875 кА2с* | *110 кВ=110 кВ*  *2500 А>183,7 А*  *40 кА>7,32 кА*  *65 кА>18.85 кА*  *1875 кА2с >11,79 кА2с* |
| Разъединитель  РГ-2-110/630 УХЛ1 | *UномUсети*  *IномIмакс*  *iдинiу*  *Iтс·tтсВк* | *Uсети=110 кВ*  *Iмакс=183,7 А*  *iу=18.85 кА*  *Вк=11,79 кА2с* | *Uном=110 кВ*  *Iном=630 А*  *iдин=80 кА*  *I2тс·tтс=31,52·3=*  *=2977 кА2с* | *110 кВ=110 кВ*  *630 А>183,7 А*  *80 кА>18.85 кА*  *2977 кА2с >11,79 кА2с* |
| Разъединитель  РГ-1-110/630 УХЛ1 | *UномUсети*  *IномIмакс*  *iдинiу*  *Iтс·tтсВк* | *Uсети=110 кВ*  *Iмакс=183,7 А*  *iу=18.85 кА*  *Вк=11,79 кА2с* | *Uном=110 кВ*  *Iном=630 А*  *iдин=80 кА*  *I2тс·tтс=31,52·3=*  *=2977 кА2с* | *110 кВ=110 кВ*  *630 А>183,7 А*  *80 кА>18.85 кА*  *2977 кА2с >11,79 кА2с* |
| Ограничитель  перенапряжений ОПН-110-УХЛ1 | *UномUсети* | *Uсети=110 кВ* | *Uном=110 кВ* | *110кВ=110кВ* |
| Заземлитель нейтрали  ЗОН-110Б | *UномUсети* | *Uсети=110 кВ* | *Uном=110 кВ* | *110кВ=110кВ* |

В табл. 7.2 приняты следующие обозначения: *Uном* - номинальное значение напряжения аппарата; *Uсети* - номинальное значение напряжения сети; *Iном -* номинальное значение тока аппарата; *Imax –* максимальное значение тока послеаварийного режима цепи, в которой установлен аппарат; *Iотк –* номинальный ток отключения (отключающая способность аппарата); *iдин*− ток электродинамической стойкости аппарата; *Iтс*  , *tтс* – ток и время термической стойкости аппарата.

Максимальное значение тока в послеаварийном режиме для коммутационных аппаратов в первичной цепи силового трансформатора определяется формулой

,

где *S тном*- номинальная мощность трансформатора; *kп*=1,4 – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора

 А.

Маркировка выбранных коммутационных аппаратов расшифровывается следующим образом:

- **высоковольтный выключатель ВГТ-110-2500/40УХЛ1**

ВГ - выключатель элегазовый;

Т – конструктивное исполнение;

110 - номинальное значение напряжения, кВ;

40 –номинальный ток отключения, кА;

2500 – номинальное значение тока, А;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89;

**-разъединитель РГ-2-110/630У1:**

РГ- разъединитель горизонтально поворотный

**2 -** количество заземлителей;  
110- номинальное значение напряжения, кВ;  
630- номинальное значение тока, А  
У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

При выборе других аппаратов ОРУ-110 кВ следует учитывать особенности их маркировки :

**О П Н – Х Х / Х/ Х У Х Л 1**

О П Н- Ограничитель перенапряжений нелинейный;

Х Х -Тип ограничителя;

Х -Класс напряжения сети;

Х -Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;

У Х Л 1-Климатическое исполнение по ГОСТ 15150;

**ТВТ-(\*)-(\*\*)-(\*\*\*)-(\*\*\*\*)**

ТВТ-трансформатор тока встроенный в выключатель;

(\*) – класс напряжения;

(\*\*)- категория длины пути утечки внешней изоляции;

(\*\*\*) – класс точности;

(\*\*\*\*) - – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

**ТФЗМ-(\*)-(\*\*)**

Т - трансформатор тока;

Ф - фарфоровая изоляция между первичной и вторичной обмотками;

З – имеет сердечник в специальном исполнении для защиты от замыканий на землю;

М – модернизированный;

(\*) – класс напряжения;

(\*\*)-климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

## Выбор оборудования распределительного устройства 10кВ

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ-10 кВ) осуществляет приём и распределение электрической энергии трехфазного переменного тока в сети предприятия с номинальным напряжения 10 кВ. ЗРУ целесообразно укомплектовать современными ячейками типа К-104М с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10. Их применение позволяет сократить время, требуемое на проектирование, монтаж и наладку распределительного устройства [9].

Исходные данные для выбора оборудования 10 кВ:

– напряжение сети *Uсети*=10 кВ;

– периодическая составляющая тока КЗ: *Iпо*=6,30 кА (табл. 7.1);

– ударный ток *iу*=17,11кА (табл. 7.1);

– тепловой импульс тока *BК* =67,08 кА2с (табл. 7.1).

Кроме того, для выбора оборудования небходимо рассчитать максимальные токи продолжительного послеаварийного режима работы электрооборудования. Ток для ячейки отходящей линии к ТП №1рассчитывается по формуле:

,

где *Sт.ном* – номинальная мощность трансформатора ТП, кВА; *Uном* – номинальное напряжение сети на стороне ВН, кВ.

Результат расчёта следующий:

 А.

Ток для ячеек отходящих линий к высоковольтным электродвигателям

,

где *Pном* – номинальная мощность электродвигателя, кВт, *Uном* – номинальное напряжение электродвигателя, кВ, *cos*φ – коэффициент мощности, η – КПД.

Результаты расчёта:  А;  А.

Ток для ячеек отходящих линий к электрическим печам

,

где *Pном* – номинальная мощность печи, кВт; *Uном* – номинальное напряжение печи, кВ; *cos*φ – коэффициент мощности печи.

Результаты расчёта: А;  А;  А;  А.

Ток для вводных ячеек ЗРУ 10 кВ:

 А.

Секционная ячейка рассчитывается на 50% тока вводной ячейки:

 А.

Условия и результаты выбора аппаратов ЗРУ 10 кВ для рассматриваемого примера представлены в таблице 7.3.

*Таблица 7.3*

Сводная таблица по выбору аппаратов РУ-10кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип оборудования | | Условие выбора | Расчётные величины | | Каталожные данные | | Проверка условия |
| 1 | | 2 | 3 | | 4 | | 5 |
| Вводной выключатель  ВВ/TEL-10-20/1600УХЛ2 | | *UномUсети*  *IномIмакс*  *Iотк.Iпо*  *iдинiу*  *Iтс∙tтсВк* | *Uсети=10 кВ*  *Iмакс=1010,4 А*  *Iпо=6,30 кА*  *iу=17,11 кА*  *Вк=67,08 кА2с* | | *Uном=10 кВ*  *Iном=1600 А*  *Iотк.=20 кА*  *iдин=51 кА*  *I2тс∙tтс=1200 кА2с* | | *10 кВ=10 кВ*  *1600 А>1010,4 А*  *20 кА>6,30 кА*  *51 кА>17,11 кА*  *1200 кА2с>67,08 кА2с* |
| Секционный выключатель  ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2 | | *UномUсети*  *IномIмакс*  *IоткIпо*  *iдинiу*  *IтсtтсВк* | *Uсети=10 кВ*  *Iмакс=505,2 А*  *Iпо=6,30 кА*  *iуд=17,11 кА*  *Вк=67,08 кА2с* | | *Uном=10 кВ*  *Iном=630 А*  *Iотк.=20 кА*  *iдин=51 кА*  *I2тс·tтс=1200 кА2с* | | *10 кВ=10 кВ*  *630 А>505,2 А*  *20 кА>6,30 кА*  *51 кА>17,11 кА*  *1200 кА2с>67,08кА2с* |
| Выключатели ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2  отходящих[ линий к двигателям | | *UномUсети*  *IномIмакс*  *Iотк.Iпо*  *iдинiу*  *Iтс·tтсВк* | *Uсети=10 кВ*  *Iмакс=27,97 А*  *Iпо=6,30 кА*  *iу=17,11 кА*  *Вк=67,08 кА2с* | | *Uном=10 кВ*  *Iном=630 А*  *Iотк.=20 кА*  *iдин=51 кА*  *I2тс·tт=1200 кА2с* | | *10 кВ=10 кВ*  *630 А>27,97А*  *20 кА>6,30 кА*  *51 кА>17,11 кА*  *1200 кА2с>67,08кА2с* |
|  | | | | | | | |
| *Продолжение таблицы 7.3* | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | 3 | | 4 | 5 |
| *Выключатель ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2*  *отходящих линий к ТП-1* | *UномUсети*  *IномIмакс*  *Iотк.Iпо*  *iдинiу*  *Iтс·tтсВк* | | | *Uсети=10 кВ*  *Iмакс=80,8 А*  *Iпо=6,30 кА*  *iу=17,11 кА*  *Вк=67,08кА2с* | | *Uном=10 кВ*  *Iном=630 А*  *Iотк.в=20 кА*  *iдин=51 кА*  *I2тс·tтс=202·3 =*  *1200 кА2с* | *10 кВ=10 кВ*  *630 А>80,8 А*  *20 кА>9,20 кА*  *51 кА>17,11 кА*  *1200 кА2с>67,08кА2с* |
| *Выключатель ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2*  *отходящих линий к печам* | *UномUсети*  *IномIмакс*  *Iотк.вIпо*  *iдинiуд*  *Iтс·tтсВк* | | | *Uсети=10 кВ*  *Iмакс=144,33 А*  *Iпо=9,20 кА*  *iуд=24,98 кА*  *Вк=67,08кА2с* | | *Uном=10 кВ*  *Iном=630 А*  *Iотк.в=20 кА*  *iдин=51 кА*  *I2тс·tтс=202·3 =*  *1200 кА2с* | *10 кВ=10 кВ*  *630 А>144,33 А*  *20 кА>9,20 кА*  *51 кА>24,98 кА*  *1200 А2с>58,41кА2с* |
| *Ограничитель перенапряжений*  *ОПН-КР/TEL-10УХЛ1* | *UномUсети* | | | *Uсети=10 кВ* | | *Uном=10 кВ* | 1. *В=10 кВ* |

**8. РАСЧЁТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ОШИНОВКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ**

## 8.1. Расчёт питающих линий и ошиновки ОРУ-110кВ ГПП

Питающие линии 110кВ обычно выполняются воздушными с использованием сталеалюминиевого провода марки АС. Площадь поперечного сечения проводов *qэ* рассчитывается с учётом рекомендуемой экономической плотности тока по следующей формуле

, (8.1)

где *Jэ* − экономическая плотность тока, А/мм2; *Iнорм* – ток нормального режима ЛЭП.

Для неизолированных алюминиевых проводов при 3000<Тмах<5000 час/год рекомендуемое значение экономической плотности составляет 1,1 А/мм2 . Ток нормального режима ЛЭП определяется выражением

, (8.2)

где *kз н* − коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, имеющий для рассматриваемого примера значение 0,65 (см. раздел 6.1).

Таким образом, в нашем случае результаты расчёта следующие

 А;  мм2.

Принимаем ближайшее стандартное сечение *q*=95 мм2, которому соответствует допустимое значение тока *Iдоп*=340 А.

Далее выбранный провод проверяется по нагреву (по допустимому току) и по условию образования короны. В первом случае проверяется выполнение неравенства

, (8.3)

где ; *kп* − допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

Для рассматриваемого примера А, т.е. указанное неравенство выполняется.

Проверка по условию образования короны сводится к проверке выполнения неравенства  *qmin* ≤ *q*, где *qmin* – минимальное допустимое по условию образования короны значение площади поперечного сечения провода (для *Uном*=110кВ *qmin* = 35 мм2 ). В рассматриваемом случае это неравенство также выполняется. Проверку на термическое действие токов КЗ не проводим, т.к. провод неизолированный и проложен на открытом воздухе. Проверку на электродинамическое действие токов КЗ также не проводим, т.к. значение ударного тока к.з. *i*у=18,85кА меньше 50кА, регламентируемых ПУЭ (табл. 7.1).

С учётом вышеизложенного в качестве провода питающей линии выбираем провод марки АС-95/11, *q*=95 мм2, *d*=13,5 мм, *Iдоп*=340А. Ошиновку ОРУ 110кВ целесообразно выполнить этим же проводом. Фазы ошиновки располагают горизонтально на расстоянии 300 см друг от друга. Для изоляции при отсутствия повышенного загрязнения атмосферы используем гирлянды из восьми подвесных стеклянных изоляторов типа ПС6-Б.

## 8.2.Выбор отходящих линий 10кВ и ошиновки до вводных ячеек РУ-10кВ

Кабельные линии, по которым заводские трансформаторные подстанции получают питание от ГПП-110/10 кВ, прокладываются по эстакадам. Для прокладки по эстакадам применяем кабели марки АПвВнг(А)-ХЛ (кабель алюминиевый, силовой с изоляцией из сшитого полиэтилена, не распространяющий горение, в холодостойком исполнении на напряжение 6 и 10 кВ). Выбор сечений жил кабеля осуществляется по критериям, рассмотренным в предыдущем разделе, а именно по экономической плотности тока, по нагреву и по термической стойкости к токам к.з.

В качестве примера приведем последовательность расчёта кабелей для ТП-1.

Во-первых, по рекомендованному для указанной марки кабеля значению экономической плотности тока  *Jэ*=1,4 А/мм2  и с учётом коэффициента фактической загрузки трансформаторов подстанции в нормальном режиме *kз н* =0,75 (табл. 4.6) по формулам (8.1) и (8.2) рассчитываются значения тока линии в нормальном режиме и площадь поперечного сечения жил кабеля

 А;  мм2.

Предварительно принимается ближайшее стандартное сечение *q*=35 мм2, которому соответствует допустимое значение тока *Iдоп*=70 А.

Далее по условию (8.3) проводится проверка сечения по нагреву, которая для сечения 35 мм2 даёт отрицательный результат, т.к. расчётное значение максимального тока А больше допустимого значения 70А. С учётом этого выбираем ближайшее большее стандартное сечение *q*=70 мм2, которому соответствует *Iдоп*=140 А.

На заключительном этапе проводится проверка термического действия тока к.з. Для этого рассчитывается минимально допустимое по термическому воздействию сечение жил кабеля

. (8.4)

Выбранному кабелю соответствует значение тепловой константы *С* = 94 А∙с0,5 /мм2 , а оценка интеграла Джоуля составляет *Bк* =23,22 кА2 с (табл. 7.1), поэтому расчёт даёт следующий результат

 мм2 .

Таким образом, *qmin*≤ *q*, т.е. для кабеля с сечением жил 70 мм2 проверка даёт положительный результат. На основании вышеизложенного для линии к ТП №1 выбираем трёхжильный кабель марки АПвВнг(А)-ХЛ с сечением жил 70 мм2. Аналогично проводится расчёт для других кабельных линий 10 кВ.

Ошиновка РУ-10кВ выполняется жёсткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения. С учётом максимальной токовой нагрузки на шинах *Imax* =1010,4 А (разд. 7.3) для рассматриваемого примера по условию (8.3) выбираем однополосные шины 80×8мм с допустимым значением тока *Iдоп*=1320 А.

Проверка шин на термическую стойкость проводится по критерию *qmin*≤ *q.* Для этого после подстановки в формулу (8.4) значений *С* = 95 А∙с0,5 /мм2 и *Bк* =76,08 кА2с (табл. 7.1) рассчитывается минимально допустимая площадь поперечного сечения шин

 мм2.

Сравнение этого значения с площадью поперечного сечения шин 80х8=640 мм2 показывает, что требование критерия выполняется.

## 9. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

## 9.1. Выбор источников оперативного тока

Оперативный ток используется для питания оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов, а также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы подстанции. К постоянно включенным электроприемникам оперативного тока относятся сигнальные лампы, катушки реле и постоянно включенная часть аварийного освещения.

Выбираем систему смешанного оперативного тока (переменно-выпрямленного). В качестве источников системы смешанного оперативного тока выбираем шкафы управления оперативного тока типа ШУОТ-2403-3372 УХЛ4.

Обозначение типа ШУОТ-2403-3372:

ШУОТ – шкаф управления оперативным током;

2 – НКУ управления, измерения, сигнализации, автоматики и защиты главных щитов (пунктов) управления подстанции;

4 – НКУ общеподстанционных устройств;

03 – порядковый номер разработки;

33 – обозначение величины номинального выходного тока (20 А);

7 – обозначение типоисполнения в зависимости от напряжения и частоты питающей сети;

2 – обозначение величины выходного напряжения (230 В).

ШУОТ обеспечивает:

* питание цепей электромагнитов включения высоковольтных выключателей от выпрямительного устройства, работающего в импульсном режиме;
* питание цепей оперативного постоянного тока от аккумуляторной батареи и автоматического подзарядного устройства;
* работу аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда;
* автоматическое поддержание температуры воздуха в аккумуляторном отсеке шкафа не ниже заданной величины с помощью электронагревателей;
* контроль и измерение величины сопротивления изоляции в цепях оперативного тока;
* защиту узлов схемы и отходящих линий оперативного тока от перегрузок и коротких замыканий автоматами и предохранителями с одновременной световой сигнализацией.

Технические данные ШУОТ приведены в таблице.9.1.

*Таблица 9.1*

Технические данные ШУОТ-2403-3372

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр | ШУОТ-2403-3372 |
| Номинальное выходное напряжение, В  Номинальный выходной ток, А  Диапазон регулирования выходного напряжения при отключённой аккумуляторной батарее, В  Коэффициент мощности (cos ϕ ) в номинальном режиме, не менее  Максимальная потребляемая мощность, кВ⋅А  Номинальная выходная мощность, кВт  Потери электрической энергии, Вт  Число отходящих линий | 230  20  50-240  0,7  10  4,6  260  12 |

Цепи релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации получают питание от аккумуляторной батареи и автоматического зарядного устройства, входящего в комплект ШУОТ.

От выпрямительного устройства ШУОТ, работающего в импульсном режиме получают электропитание электромагниты включения привода выключателя ВВ/TEL-10. Максимальный потребляемый ток приводом составляет 2,5А (U=220В), что существенно меньше максимального тока выпрямителя (20А).

Питание электродвигателей заводки включающей пружины привода выключателя ВГТ-110 производится переменным током от шин собственных нужд.

## Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Мощность потребителей собственных нужд подстанций невелика (от 50 до 300кВт), поэтому они питаются от сети 380/220В. Для их питания предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН), мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой с учетом допускаемой перегрузки при отказах и ремонтах одного из трансформаторов.

*Таблица 9.2*

Нагрузка собственных нужд ГПП

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид  потребителя | Установленная  мощность | | cos ϕ | sinϕ | Нагрузка | |
| Единицы, кол-во х кВт | Всего,  кВт | Pуст, кВт | Qуст ,  кВАр |
| ЭД обдува силовых трансформаторов  ТДН-25000/110/10 | 2×12×0,25 | 6,0 | 0,85 | 0,62 | 6 | 3,62 |
| Подогрев приводов выключателей  ВГТ-110 | 3,0×2 | 6 | 1 | 0 | 6 | – |
| Освещение ОРУ-110 кВ | 12х0,4 | 4,8 | 0,9 | 0,44 | 4,8 | 2,35 |
| Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ-10кВ | − | 20 | 0,9 | 0,44 | 20 | 9,68 |
| ШУОТ | 10 кВА | 10 кВА | 0,7 | 0,71 | 7 | 7,10 |
| Итого: |  |  |  |  | 53,8 | 22,75 |

Суммарная расчетная нагрузка потребителей собственных нужд:

,

где kс − коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты загрузки и одновременности. В ориентировочных расчетах принимается kс=0,8.

кВ⋅А;

 кВ⋅А.

Принимаем два трансформатора ТМ-63/10: Sном=63кВа, Uвн=10кВ, Uнн=0,4кВ, Uк=4,5%. При отключении одного трансформатора второй будет загружен на Кз.ав = 58,27/63=0,93, что допустимо.

Обозначение типа ТСН:

Т М − 63/10

Трехфазный

Масляное охлаждение с естественной

циркуляцией масла и воздуха

Номинальная мощность трансформатора кВА

Класс напряжения обмотки высокого

напряжения, кВ

ТСН присоединяем через предохранители ПКТ-101-10 (Iвст=6,3А) к вводам 10кВ главных трансформаторов до выключателей вводов в ЗРУ-10кВ. Так как ТСН мощностью 63кВА, то их устанавливаем вне ячеек 10кВ. ТСН располагается в камере трансформатора в помещение ЗРУ.

Вторичным напряжением 380/220В от ТСН запитывается щит собственных нужд, выполняемый по схеме одиночной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем (автоматом).

Щит собственных нужд устанавливается в закрытом помещении РУ‑10кВ.

**10. УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**10.1. Размещение измерительных приборов**

Система электроэнергии учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединенных потребителей и схемой коммутации.

Наличие на промышленных предприятиях современной системы учета открывает следующие возможности:

* определение количества энергии, полученной от энергосистемы;
* внедрение внутризаводского межцехового расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозрасчетными потребителями предприятия;
* установление, уточнение и контроль выполнения удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции;
* контроль потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным потребителям.

Различают коммерческий и технический учет электроэнергии. Первый служит для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией, второй - для осуществления хозрасчета и контроля расходования электроэнергии внутри предприятия. Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединенных потребителей и схемой коммутации. Счетчики для расчета с электроснабжающей организацией устанавливаются на границе раздела балансовой принадлежности сети электроснабжающей организации и потребителя. Классы точности счетчиков активной энергии должны быть не ниже 1,0, а измерительных трансформаторов - не ниже 0,5. Для технического учета могут применяться трансформаторы тока класса точности 1,0.

Если на предприятии действует двухставочный тариф на электроэнергию, то применяются специальные счетчики активной энергии, фиксирующие максимум нагрузки с интервалом 30 минут. Они состоят из специального счетчика с фиксацией 30-ти минутного максимума и электрических часов. Контрольный учет внутри предприятия отражает отдельно расход электроэнергии на силовую нагрузку и освещение. Поэтому все осветительные линии напряжением 380/220 В следует оснастить счетчиками активной энергии. Контрольный учет реактивной энергии осуществляется на всех компенсирующих установках (конденсаторах и синхронных электродвигателях). Учет потребляемой реактивной энергии производится на всех линиях к ТП. Все линии напряжением до и выше 1000В на ТП, ГПП снабжены амперметрами. Для синхронных электродвигателей, кроме амперметра в цепи статора, устанавливается амперметр в цепи возбуждения для контроля режима компенсации реактивной нагрузки.

Для контроля напряжения на всех секциях сборных шин устанавливаются вольтметры. В цеховых ТП вольтметры устанавливаются только на шинах вторичного напряжения. Ваттметры устанавливаются на вводах 10кВ трансформаторов ГПП для контроля нагрузки предприятия в целом. Перечень измерительных приборов подстанции приведен в таблице 10.1.

В качестве приборов коммерческого учета электрической энергии используем электронные счетчики электроэнергии типа СЭТ. Для технического учета электроэнергии применяем счетчики типа ПСЧ, характеристики данных счетчиков приведены в таблице 6.2, 6.3 соответственно. Счетчики состоят из датчиков напряжения и тока, аналогово-цифрового устройства с предварительным преобразованием тока и напряжения каждой фазы в импульсные сигналы, их широтно-импульсным перемножением и пофазным преобразованием в частоту следования импульсов, сумма которых на выходе драйвера дает информацию о количестве учтенной электроэнергии и микропроцессора с ОЗУ на отдельных микросхемах. Встроенный микроконтроллер выполняет функции связи с энергонезависимой памятью для записи в нее потребляемой электроэнергии, а также поддерживает интерфейсные функции связи с внешними устройствами по последовательному каналу RS-485 при работе в автоматизированной системе сбора и учета данных о потребляемой электроэнергии.

*Таблица 10.1*

Перечень измерительных приборов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цепь | Место установки приборов | Перечень приборов |
| Двухобмоточного  трансформатора | ВН | Амперметр |
| НН | Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии |
| Сборные шины | На каждой секции | Вольтметр для измерения междуфазного напряжения |
| Секционный выключатель | — | Амперметр |
| Линия к потребителю | — | Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии |
| Трансформатор собственных нужд | ВН | — |
| НН | Амперметр, счетчик активной энергии |

*Таблица 10.2*

Технические характеристики счетчиков СЭТ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование счетчика, марка | СЭТ-4ТМ.02.0 |
| Номинальная сила тока в каждой фазе, А | 5 |
| Максимальная сила тока, А | 7,5 |
| Номинальное напряжение, В | 3×57,7/100 |
| Диапазон частот измерительной сети, Гц | От 47,5 до 52,5 |
| Класс точности: | 0,5(акт.), 2(реакт.) |
| Порог чувствительности по каждой фазе, Вт | 0,3 |
| Цена одного десятичного разряда счетного механизма |  |
| -младшего, кВт⋅ч; | 0,1 или 0,001 |
| -старшего, кВт⋅ч; | 10000 |
| Передаточные числа основного выхода (имп./кВт⋅ч, имп./квар⋅ч) | 5000/160000 |
| Скорость обмена по последовательному интерфейсу, бод | 300 – 9600 |
| Активная потребляемая в каждой фазе мощность, ВА, не более | 2 |
| Средняя наработка до отказа, ч | 35000 |
| Средний срок службы, лет | 24 |
| Гарантийный срок эксплуатации, мес. | 18 |
| Межповерочный интервал, лет | 6 |
| Условия эксплуатации: |  |
| Температура окружающего воздуха, С° | -20÷+55 |
| Относительная влажность, % при t=30, С° | 90 |
| Масса счетчика, кг | 1,5 |
| Габаритные размеры, мм | 323×170×77 |

*Таблица 10.3*

Технические характеристики счетчиков ПСЧ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование счетчика, марка | ПСЧ-4ТА.03.1 |
| Номинальная сила тока в каждой фазе, А | 5 |
| Максимальная сила тока, А | 50 |
| Номинальное напряжение, В | 3×220/380 |
| Диапазон частот измерительной сети, Гц | 50±2,5 |
| Класс точности: | 1 |
| Порог чувствительности по каждой фазе, А | 0,0125 |
| Цена одного десятичного разряда счетного механизма |  |
| -младшего, кВт⋅ч; | 0,1 или 0,001 |
| -старшего, кВт⋅ч; | 10000 |
| Передаточные числа основного выхода (имп./кВт⋅ч) | 500 |
| Скорость обмена по последовательному интерфейсу, бод | 300 – 9600 |
| Активная потребляемая в каждой фазе мощность, ВА, не более | 1,5 |
| Средняя наработка до отказа, ч | 55000 |
| Средний срок службы, лет | 30 |
| Гарантийный срок эксплуатации, мес. | 24 |
| Межповерочный интервал, лет | 6 |
| Условия эксплуатации: |  |
| Температура окружающего воздуха, С° | -20÷+55 |
| Относительная влажность, % при t=30, С° | 90 |
| Масса счетчика, кг | 1,5 |
| Габаритные размеры, мм | 325×170×77 |

## 10.2. Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке

В соответствии со схемой включения и каталожными значениями параметров приборов в табл. 10.4 приведены данные по фазам о вторичной нагрузке трансформаторов тока ТГФ-110-150/5, установленных в цепи силового трансформатора.

*Таблица 10.4*

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТГФ-110-150/5

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
| А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Общее сопротивление приборов определяется формулой

, (10.1)

где Sприб − мощность потребляемая приборами;

I2 − вторичный номинальный ток прибора.

Таким образом, в рассматриваемом примере  Ом.

Сопротивление проводов определяется следующим образом

**, (10.2)

где ρ − удельное сопротивление материала провода (для проводов с алюминиевыми жилами ρ = 0,0283 Ом·мм2/м);

lрас − расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу lрас=2⋅l, при включении в неполную звезду lрас=, при включении в полную звезду lрас=l , где l − расстояние от трансформаторов тока до приборов, м;

q − сечение соединительных проводов, мм2.

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм2, ориентировочная длина l=60м и рассчитываем его сопротивление:

 Ом.

Общее сопротивление нагрузки вторичной обмотки определяется суммой

, (10.3)

где rк − сопротивление контактов (принимается равным 0,05Ом при не более, чем трех приборах и 0,1 Ом - при большем количестве приборов).

Таким образом, в рассматриваемом примере , что меньше Z2ном=0,8Ом для трансформатора тока ТГФ-110-150/5 т.е требуемое условие проверки выполняется.

Значения мощности нагрузки трансформатора тока ТОЛ-10 (Z2ном=0,6Ом) на вводе 10кВ, в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов, приведена по фазам в таблице 10.5.

*Таблица 10.5*

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 на вводе 10кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
| А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | − | 0,5 | − |
| Счётчик активной и реактивной энергии | Электронный счётчик  СЭТ-4ТМ.02.0 | 2 | − | 2 |
| Итого: |  | 2 | 0,5 | 2 |

Общее сопротивление приборов вычисляем по формуле (10.1):  Ом.

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм2, ориентировочная длина l=5м.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому lрас=l=5м.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле (10.2): Ом.

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле (10.3):  Ом.

Таким образом, условие проверки (Z2 < Z2 ном ) выполняется.

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 (Z2ном=0,6Ом) секционного выключателя 10кВ в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов приведена в таблице 10.6.

*Таблица 10.6*

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 секционного выключателя 10кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
| А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | − | 0,5 | − |

Общее сопротивление приборов вычисляем по формуле по (10.1):

Ом.

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм2, ориентировочная длина l=5м.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому lрас=l=5м.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле по (10.2):

 Ом.

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по (10.3):

Ом.

Таким образом, условие проверки (Z2 < Z2 ном) выполняется.

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 (Z2ном=0,6Ом) на отходящих линиях 10кВ в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов приведена в таблице 10.7.

*Таблица 10.7*

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 на отходящих линиях 10кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
| А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | − | 0,5 | − |
| Счётчик активной энергии | Электронный счётчик  ПСЧ-4ТА.03.1 | 1,5 | − | 1,5 |
| Счётчик реактивной энергии |
| Итого: |  | 1,5 | 0,5 | 1,5 |

Общее сопротивление приборов вычисляем по формуле (10.1):

 Ом.

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм2, ориентировочная длина l=5м.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому lрас=l=5м.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле (10.2): Ом.

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле (10.3):  Ом.

Условие проверки Z2 < Z2 ном выполняется.

## 10.3. Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке

На стороне 10кВ выбираем трансформатор напряжения НТМИ- 10У3, Uном=10кВ, S2 ном=75ВА в классе точности 0,5. Перечень необходимых измерительных приборов принимаем по таблице 10.1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется формулой **.** Расчёт даёт следующее значение ВА.

Трансформатор напряжения имеет мощность 75 ВА, что больше S2Σ=18,08 В⋅А. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5мм2 по условию механической прочности.

Для защиты трансформаторов напряжения 10кВ от атмосферных перенапряжений применяем ограничители перенапряжений типа ОПН-КР/TEL-10УХЛ1. Для защиты трансформаторов напряжения от токов перегрузки и токов КЗ выбираем предохранители типа ПКН001-10У3.

**11. РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

**11.1. Выбор защиты силовых трансформаторов**

Основными видами повреждений в трансформаторах являются:

* замыкания между фазами внутри бака трансформатора и на наружных выводах обмоток;
* замыкания в обмотках между витками одной фазы (так называемые витковые замыкания);
* замыкания на землю обмоток или их наружных выводов.

Междуфазные повреждения внутри трансформаторов возникают значительно реже. В трехфазных трансформаторах они хотя и не исключены, но мало вероятны вследствие большой прочности междуфазной изоляции. В трансформаторных группах, составленных из трех однофазных трансформаторов, замыкания между обмотками фаз практически невозможны.

Для защиты трансформаторов большой мощности (10000 кВА и выше, работающих раздельно, и 6300 кВА и выше, работающих параллельно) от междуфазных к.з. в обмотках трансформаторов и на их выводах предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение без выдержки времени. Особенностью дифференциальной защиты трансформаторов по сравнению с дифференциальными защитами генераторов, линий является то, что первичные токи обмоток трансформатора не равны как по величине, так в общем случае, и по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, - в звезду. Компенсация неравенства первичных токов по величине достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока. В тех случаях, когда нельзя подобрать величину коэффициента трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифференциальной защиты была меньше 10% (так как трансформаторы тока имеют стандартную величину коэффициента трансформации), при выполнении защиты с реле прямого действия для компенсации неравенства токов необходимо устанавливать автотрансформаторы.

Для защиты трансформаторов небольшой и средней мощности от многофазных к.з. в его обмотках, на выводах и в соединениях до выключателей используются токовая отсечка и максимальная токовая защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя и действует на отключение последнего.

*Защита от перегрузки*. Для защиты от перегрузки, обусловленной технологическими режимами на присоединениях с выключателем со стороны низкого напряжения, она дополняется максимальной токовой защитой. Если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, отсутствует газовая защита и максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с, то на трансформаторах мощностью 1000 - 6300 кВА предусматривается продольная дифференциальная защита.

*Защита от замыканий на землю*. Для защиты трансформаторов с заземленной нейтралью, присоединенных к сети с большим током замыкания на землю, предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и более с соединением обмоток звезда - звезда с заземленной нейтралью с первичным напряжением до 10 кВ предусматривается защита от однофазных замыканий на землю со стороны низшего напряжения, действующая на отключение.

*Защита от повреждений*. Для защиты от внутренних повреждений трансформаторов, сопровождающихся выделением газа и понижением уровня масла, предусматривается газовая защита с действием на сигнал при слабых газообразованиях и с действием на отключение при интенсивном газообразовании. Также газовая защита реагирует на понижение уровня масла, на которые другие виды защит вообще не реагируют.

*Токовая отсечка*, дополненная газовой защитой, рекомендуется в качестве основной защиты от внутренних коротких замыканий для одиночно работающих трансформаторов мощностью не более 6300 кВА и для параллельно работающих трансформаторов с общей мощностью не более 10000 кВА.

*Газовая защита* должна устанавливаться обязательно на трансформаторах мощностью 10000 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 6300 кВА, не имеющих дифференциальной защиты или максимальной токовой защитой с выдержкой времени менее 0,5с. Для трансформаторов почти всех мощностей, установленных внутри цеха, газовая защита должна устанавливаться обязательно независимо от наличия других защит.

*Защита от внешних коротких замыканий*. Осуществляется при помощи максимальной токовой защиты без пуска или с пуском минимального напряжения, действующей на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

*Защита от перегрузки*. Для защиты от перегрузки параллельно работающих нескольких трансформаторов мощностью по 400 кВА и более, а также при раздельной работе и наличии АВР предусматривается однофазная максимальная токовая защита, действующая на сигнал.

Таким образом, на трансформаторах ГПП устанавливаем следующие виды защит:

1. Продольная дифференциальная защита;

2. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению;

3. Газовая защита.

## 11.2. Определение видов защит отходящих линий

На кабельных и воздушных линиях напряжением 6 - 35 кВ устанавливают защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, перегрузки.

Защита от многофазных замыканий:

− Для защиты одиночных не реактированных линий одностороннего питания от многофазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой. Защита действует на отключение выключателя и выполняется на двух фазах с одним или двумя реле в зависимости от требований к чувствительности защиты. Для повышения избирательности действия и предотвращения ложного срабатывания (при двойных замыканий на землю) в сетях с малыми токами замыкания на землю трансформаторы тока должны включаться в одноименные фазы. На одиночных не реактированных кабельных линиях, питающихся от шин электростанций промышленных предприятий или мощных ГПП, рекомендуется применение токовых отсечек без выдержки времени, отстроенных от к.з. за трансформаторами подстанций. При наличии АПВ и АВР допускается не избирательность в действии защиты. Зона действия токовой отсечки определяется из условия снижения напряжения на шинах электростанций промышленных предприятий ниже 0,6Uн и при отключении многофазных замыканий.

− Для защиты линий двухстороннего питания в системах электроснабжения промышленных предприятий предусматривается максимальная токовая защита и отсечки по току и напряжению. Для повышения избирательности действия рекомендуется в случае необходимости применять направленные защиты. В целях упрощения защиты рекомендуется автоматически делить сеть на радиальные участки одностороннего питания.

− Защита от однофазных замыканий на землю. Для защиты воздушных линий от однофазных замыканий на землю используются устройства контроля изоляции, действующие на сигнал. Исключение составляют линии, требующие отключения по условиям техники безопасности. Для осуществления избирательности защиты линии снабжаются кабельными вводами. Для защиты кабельных линий от замыкания на землю используются специальные трансформаторы тока нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю и в этом случае также работает на сигнал. Действие защиты на отключение поврежденного участка используется только в случае, когда отключение поврежденного участка необходимо по условиям техники безопасности или когда отключение линии не вызывает перерыва в питании потребителя.

## 11.3. Определение видов защит синхронных двигателей и электропечных установок

Согласно главе 5.3 ПУЭ релейная защита синхронного двигателя (СД) должна реагировать на внутренние повреждения и опасные ненормальные режимы. На СД должна предусматриваться защита от многофазных КЗ, замыканий статорной обмотки на землю, витковых замыканий, защита от перегрузки, защита от потери напряжения, и защита от асинхронного режима. Важно чтобы СД не отключался защитой при неопасных ненормальных режимах, и обеспечивалась возможность самозапуска. На СД должен устанавливаться автомат гашения поля. Защита СД от асинхронного режима должна действовать с выдержкой времени и выполнять ресинхронизацию, а если её осуществить не удаётся, то защита должна отключить двигатель от сети и произвести пуск двигателя.

Для трехфазных электропечных установок предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ в линии, питающей ЭПУ, в печном трансформаторе (ПТ) и на выводах его обмотки НН, многофазных КЗ на выводах и перемычках между автотрансформатором (AT) и печным трансформатором - для ЭПУ, состоящих из AT и ПТ, внутренних повреждениях в ПТ, включая КЗ в обмотках трансформатора, неисправности регулятора напряжения (РПН), понижении уровня и повышении температуры масла, замыканиях на землю в питающей линии и в обмотке ВН ПТ, сверхтоках перегрузки, вызванных нарушением технологического режима или эксплуатационными КЗ.

**11.4. Расчет уставок защиты ДСП устройством «ТЭМП-2501-31»**

Рассмотрим основные требования, предъявляемые к средствам релейной защиты.

1. *Несрабатывание в нагрузочном режиме.* Защита не должна срабатывать при максимально возможном токе нагрузки, а также в случаях кратковременного увеличения этого тока, не вызванного повреждением оборудования. Для выполнения этого требования значение тока срабатывания защиты определяется по формуле:

 , (11.1)

где Iнг MAX - максимальный ток нагрузки;

Котс- коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы реле и необходимый запас;

Кзап - коэффициент самозвапуска;

КВ - коэффициент возврата.

Последний коэффициент вводится для отстройки тока отпускания реле от максимального тока нагрузки. При отсутствии этой отстройки реле, сработав от КЗ в зоне резервирования, может не возвратиться в исходное состояние после ликвидации этого КЗ основной защитой зоны и вызвать излишнее отключение потребителей.

Определяем максимальный ток нагрузки определяется по формуле

 . (11.2)

Для рассматриваемого примера получаем следующий результат .

После его подстановки в формулу (11.1) получаем .

Ток срабатывания реле определяется по формуле

 , (11.3)

где Ксх - коэффициент схемы, равный 1;

К1- коэффициент трансформации трансформаторов тока, равный 100/5.

Расчёт по (11.3) даёт следующий результат .

По шкале уставок реле выбираем ближайшую в сторону увеличения уставку, т.е. 8 А.

Окончательно определяем ток срабатывания защиты:

.

2. *Чувствительность.* Защита должна срабатывать при наименьшем токе металлического КЗ Imin в конце защищаемого участка. Для сети с изолированной нейтралью таким током является ток двухфазного КЗ. Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности

Кч  = Imin / IСЗ. (11.4)

Для создания расчетного запаса, учитывающего погрешности защиты, переходное сопротивление электрической дуги в месте повреждения и другие факторы, коэффициент чувствительности в зоне резевированиядолжен быть не менее 1,3.

Проверим чувствительность защиты:

>1,3.

Таким образом, для рассматриваемого примера защита удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Задание**

**на КУРСОВОЙ проект**

**по дисциплине «Электроснабжение технических объектов, зданий и сооружений»**

Студенту

1. Тема проекта «Разработка системы электроснабжения….»

2. Срок сдачи студентом законченного проекта

3. Исходные данные к проекту: *схематический план объекта электроснабжения; условия присоединения к энергосистеме; перечень подразделений объекта и их электрические мощности; перечень электроприёмников с указанием электрических параметров для одного из подразделений.* \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_

4. Содержание расчётно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):

* *предпроектный анализ системы электроснабжения;*
* *расчёт электрических нагрузок;*
* *расчёт средств компенсации реактивной мощности;*
* *расчёт количества и мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ;*
* *выбор места расположения, схемы и мощности питающей подстанции 110 кВ;*
* *расчёт токов коротких замыканий;*
* *выбор и расчет от­дельных элементов системы электроснабжения в соответствии с индивидуальным вариантом задания.*

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей)

*Однолинейная схема электроснабжения объекта*

Дата выдачи задания

Руководитель В,А. Шахнин

(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Министерство образования и науки РФ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

**«Владимирский государственный университет имени**

**Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»**

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

по дисциплине «Электроснабжение технических объектов, зданий и сооружений»

**студента**  Фамилия, имя, отчество

**Направление подготовки** 200100 «Приборостроение», программа «Приборы и системы альтернативной энергетики» (магистратура)

**Тема курсового проекта**

**Разработка системы электроснабжения…** (далее название объекта)

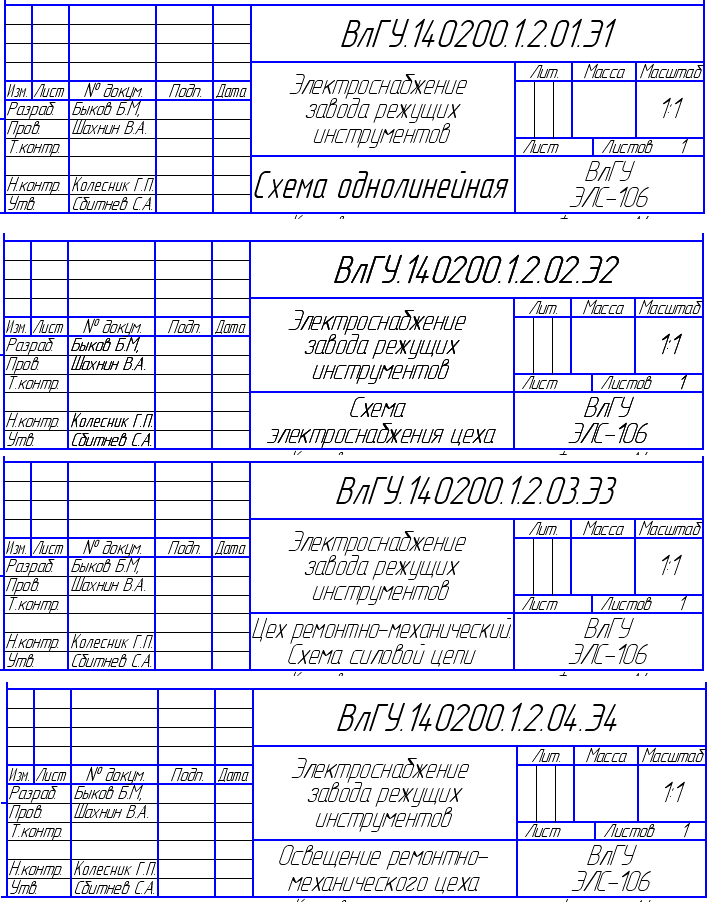
**Руководитель проекта** профессор, д.т.н. Шахнин В.А

**Владимир 2014 г.**

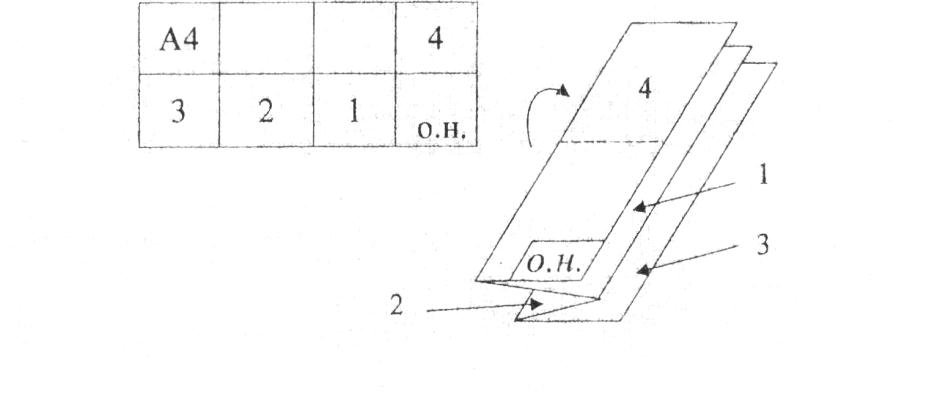
# ПРИЛОЖЕНИЕ 3

1

1

Основная надпись чертежа

Порядок подготовки чертежа к хранению



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**ПРИМЕРЫ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**Вариант 1. Разработка системы электроснабжения ОАО «ОСВАР»**

Электрические нагрузки сети 0,4 кВ цеха цветного литья

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Наименов. ЭП* | *Кол-во* | *Pн, кВт* |  | *kc* | *ПВ* | *Pр, кВт* | *Qр, кВАр* | *Sр, кВА* |
| 1 | печь инд | 4 | 170 | 0,32 | 0,75 | 0,6 |  |  |  |
| 2 | печь элек | 12 | 50 | 0,75 | 0,6 | 1 |  |  |  |
| 3 | печь элек | 8 | 35,5 | 0,75 | 0,6 | 1 |  |  |  |
| 4 | Лит автомат | 10 | 57 | 0,75 | 0,6 | 0,7 |  |  |  |
| 5 | Лит автомат | 8 | 51,8 | 0,75 | 0,6 | 0,7 |  |  |  |
| 6 | лит маш | 12 | 35,5 | 0,75 | 0,6 | 0,7 |  |  |  |
| 7 | лит маш | 2 | 45,5 | 0,75 | 0,6 | 0,7 |  |  |  |
| 8 | лит маш | 7 | 58,5 | 0,75 | 0,6 | 0,7 |  |  |  |
| 9 | Освещение |  | 62,1 | 0,33 | 0,8 | 1 |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Электрические нагрузки сети 0,4 кВ цехов предприятия

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Наименование цехов.* | *Pуст,*  *кВт* | | *kс* | *cosϕ* | *tgϕ* |
| 1 | Цех цветного литья |  | |  |  |  |
| 2 | Сборочный цех | 8500 | | 0,85 | 0,85 | 0,62 |
| 3 | Прессовый цех | 9300 | | 0,7 | 0,75 | 0,88 |
| 4 | Цех металлопокрытий | 2100 | | 0, 7 | 0,75 | 0,88 |
| 5 | Цех алюминирования | 4900 | | 0,7 | 0,75 | 0,88 |
| 6 | РМЦ | 1700 | | 0,25 | 0,6 | 1,33 |
| 7 | Инструментально-штамповый цех | 4800 | | 0,7 | 0,75 | 0,88 |
| 9 | Компрессорная | 524 | | 0,78 | 0,75 | 0,88 |
| 11 | Насосная станция подъёма | | 806 | 0,63 | 0,8 | 0,75 |
| 12 | Скважина | | 33 | 0,73 | 0,8 | 0,75 |
| 13 | Насосная станция | | 750 | 0,33 | 0,8 | 0,75 |
|  | Всего по заводу | |  | --- | --- | --- |

Высоковольтные электрические нагрузки (10кВ)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цехов  и групп электроприёмников | Рн, кВт | Кс | cosϕ | tgϕ | Рр, кВт | Qр, кВАр | Sр, кВА |
| Насосная станция подъёма |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Насосы 4×320 кВт | 1280 | 0,75 | 0,86 | 0,59 |  |  |  |
| Компрессорная |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Возд. компрессоры 4×400 кВт | 1600 | 0,75 | 0,86 | 0,59 |  |  |  |
| Всего двигатели: | 2880 | - | - | - |  |  |  |
| Цех цветного литья |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Печь ИСТ-1/0,8Н1 с печным   трансформатором ЭТМПС-1000/10 | 4х850 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |  |  |  |
| 1. Печь ИСТ-2,5/1,6М4 с печным   Трансформатором ЭТМПС-1600/10 | 2х1500 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |  |  |  |
| 1. Печь ДСП-1,5 с печным   трансформатором ЭТМП-1250/10 | 6х1250 | 0,5 | 0,8 | 0,75 |  |  |  |
| Всего по цеху: |  | - | - | - |  |  |  |
| Итого нагрузка 10 кВ: |  | - | - | - |  |  |  |

Схематический план объекта электроснабжения

(позицию 10 исключить)



**Вариант 2. Разработка системы электроснабжения ОАО «ВМТЗ».**

Электрические нагрузки сети 0,4 кВ цеха механообработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Наименов. ЭП* | *Кол-во* | *Pн, кВт* |  | *Kc* | *ПВ* | *Pрасч, кВт* | *Qрасч, кВАр* | *Sрасч, кВА* |
| 1 | обрубной автомат | 12 | 10 | 0,88 | 0,3 | 0,15 |  |  |  |
| 2 | нарезной станок | 24 | 3,15 | 0,75 | 0,5 | 1 |  |  |  |
| 3 | токарный станок | 13 | 19,425 | 1,17 | 0,16 | 1 |  |  |  |
| 4 | токарный станок | 12 | 16 | 1,17 | 0,16 | 1 |  |  |  |
| 5 | сверлильный станок | 8 | 6,32 | 1,17 | 0,16 | 1 |  |  |  |
| 6 | Винторезный  станок | 5 | 2,8 | 1,17 | 0,16 | 1 |  |  |  |
| 7 | фрезерный станок | 10 | 15,9 | 1,17 | 0,16 | 1 |  |  |  |
| 8 | шлифовальный станок | 8 | 22,3 | 1,02 | 0,3 | 0,5 |  |  |  |
| 9 | заточный станок | 5 | 3 | 1,02 | 0,2 |  |  |  |  |
| 10 | Освещение |  | 51.4 | 0,33 | 0,8 | 1 |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Электрические нагрузки сети 0,4 кВ цехов предприятия

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Наименование цехов.* | *Pуст,*  *кВт* | | *kс* | *cosϕ* | *tgϕ* |
| 1 | Цех механообработки |  | |  |  |  |
| 2 | Литейный цех | 4400 | | 0,7 | 0,75 | 0,88 |
| 3 | Цех пластмасс | 1500 | | 0,5 | 0,8 | 0,75 |
| 4 | Цех окраски | 8000 | | 0,85 | 0,85 | 0,62 |
| 5 | Сборочный цех | 4000 | | 0,85 | 0,85 | 0,62 |
| 6 | Склад готовой продукции | 50 | | 0,3 | 0,75 | 0,88 |
| 7 | Котельная | 2980 | | 0,59 | 0,81 | 0,72 |
| 8 | Насосная станция  оборотного водоснабжения | 610 | | 0,91 | 0,8 | 0,75 |
| 9 | Кузнечно-прессовый цех | 2756 | | 0,68 | 0,8 | 0,75 |
| 10 | Бытовой корпус | 334 | | 0,74 | 0,91 | 0,455 |
|  | Всего по заводу | |  |  | --- | --- |

Высоковольтные электрические нагрузки (10кВ)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цехов  и групп электроприёмников | Рн, кВт | Кс | cosϕ | tgϕ | Рр, кВт | Qр, кВАр | Sр, кВА |
| Насосная станция оборотного водоснабжения |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Насосы 4×320 кВт | 1280 | 0,75 | 0,86 | 0,59 |  |  |  |
| Котельная |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Насосы4×400 кВт | 1600 | 0,75 | 0,86 | 0,59 |  |  |  |
| **Всего двигатели:** | **2880** | **-** | **-** | **-** |  |  |  |
| Литейный цех |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Печь ИСТ-1/0,8Н1 с печным   трансформатором ЭТМПС-1000/10 | 6х850 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |  |  |  |
| 1. Печь ИСТ-2,5/1,6М4 с печным   Трансформатором ЭТМПС-1600/10 | 6х1500 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |  |  |  |
| 1. Печь ДСП-1,5 с печным   трансформатором ЭТМП-1250/10 | 6х1250 | 0,5 | 0,8 | 0,75 |  |  |  |
| 1. Печь ДСП-3 с печным   трансформатором ЭТМПК-2000/10 | 6х2000 | 0,5 | 0,8 | 0,75 |  |  |  |
| **Всего по цеху:** |  | **-** | **-** | **-** |  |  |  |
| **Итого нагрузка 10 кВ:** |  | **-** | **-** | **-** |  |  |  |

Схематический план объекта электроснабжения

(позиции 11-13 удалить)

****

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Правила устройства электроустановок. Главгосэнергонадзор РФ. М.: ЗАО «Энергосервис», 2002. 607 с.
2. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. М.: Энергия. 2003. 584 с.
3. Шахнин В.А. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Владимир: Изд-во ВлГУ, 2009. – 173 с.
4. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения. – Введ. 2013.01.01. – М.: Стандартинформ, 2012. – 19 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат. 2001. 464 с.
6. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат. 2009. 576 с.
7. Шахнин В.А., Рощина С. И. Энергетическое обследование. Курс лекций. Владимир: Изд-во ВлГУ, 2013. 156 с.
8. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат. 2012. 224 с.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2001. 608 с.
10. Вагин Г.Я., Головкин Н.Н., Маслеева О.В. Пособие по дипломному проектированию для студентов специальности 1004 "Электроснабжение". Н.Новгород, НГТУ, 2004.-137 с.
11. Руководящие указания по расчёту токов коротких замыканий. Вып. 12. -М.: Энергоатомиздат. 2008.-172 с.