

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Чайковский филиал

Кафедра: Автоматизации, информационных и инженерных технологий
Направление подготовки: 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

МП 12.8-2022

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРЕДПИСАНИЯ
по выполнению курсовой работы
по дисциплине «Электроснабжение»

Чайковский - 2022

Ковязина, И.В. Методические предписания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Электроснабжение» для студентов, обучающихся по программе бакалавриата по направлению 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника – Чайковский, 2022. – 100с.

Изложены требования к содержанию, объёму и оформлению курсовых работ по дисциплине «Электроснабжение». 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 бакалавриате по направлению 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Рецензент., к.т.н., доцент В.А.Ковязин

Методические предписания для студентов к выполнению курсовых работ рассмотрены и одобрены на заседании кафедры автоматизации, информационных и инженерных технологий ЧФ ПНИПУ «11» апреля 2022 г., протокол № 30.

Методические предписания для студентов по выполнению курсовых работ рекомендованы методической комиссией ЧФ ПНИПУ для использования в учебном процессе (протокол № 8 от 28.04.2022)

©Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Чайковский филиал, 2022
©Ковязина И.В., 2022

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| 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 |
| 2.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 |
| 4. 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 |
| 5.2. Расчёт электрических потерь в конденсаторных установках 0,4 кВ... | 34 |
| 5.3. Расчёт суммарной нагрузки с учётом КРМ на стороне 10 кВ..... | 35 |
| 6. 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 |
| 7.РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВА- | |
| НИЯ 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 | 60 |
| 8.1. Расчёт питающих линий ОРУ-110кВ ГПП..... | 60 |
| 8.2. Расчёт отходящих линий 10кВ | 62 |
| 9. УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ..... | 68 |
| 9.1. Размещение измерительных приборов..... | 68 |
| 9.2. Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке..... | 73 |
| 9.3. Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке... | 77 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 86 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 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 студентах, обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика 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;
- 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);
- содержание;
- аннотация;
- введение;
- изложение основных результатов работы (3-5 глав);
- заключение;
- список источников;

Аннотация.....

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 источников. 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 А3 (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 35-40 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:

ЧФ.13.03.02. 4. 01. ЭЗ,

1 2 3 4 5

где 1 - название вуза;

2 – шифр направления подготовки;

3 - шифр работы (4 - курсовой проект, 5 - курсовая работа);

4 - номер документа (пояснительная записка – 00, чертёж -01);

5 - 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 САПР Компас, 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.

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

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 проектирования эти условия излагаются в задании.

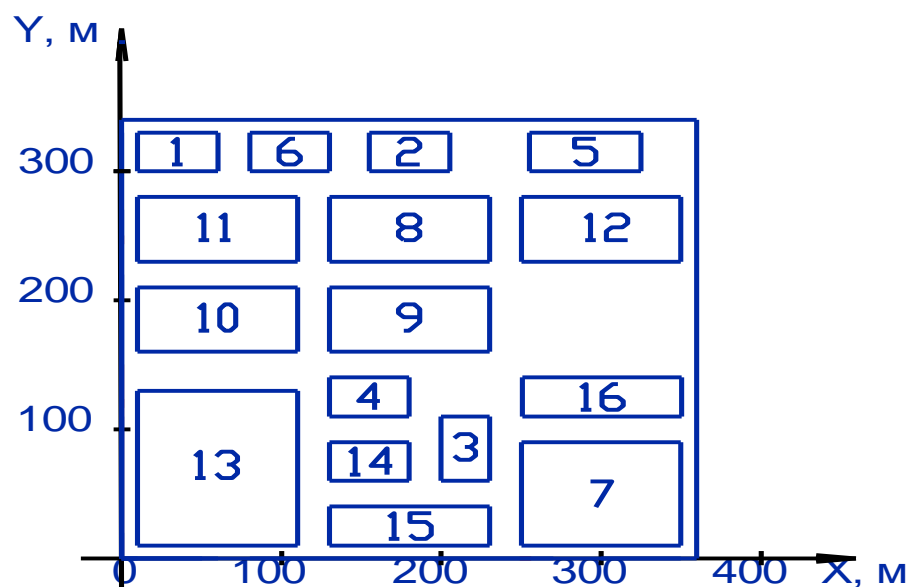


Рис. 2.1. Схематический план объекта электроснабжения:

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.

Пусть для предприятия, выбранного в качестве примера, условия присоединения к энергосистеме заданы табл. 2.1.

Таблица 2.1

Условия на присоединение предприятия к энергосистеме

| | |
|---|--------------------------------------|
| Источник питания | Разные секции сборных шин РПП |
| Напряжение источника питания | 110 кВ |
| Питающие линии | Две воздушные ЛЭП |
| Расстояние от источника питания | 14,6 км |
| Мощность КЗ на шинах источника питания | $S'' = 4100 \text{ МВА}$ |
| Предельно допустимое потребление реактивной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы | $\text{tg } \phi = 0,38$ |
| Удельное сопротивление грунта | $\rho = 109 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ |

2.2. Анализ состава и характеристик потребителей электроэнергии

Перед началом проектирования проводится предварительный 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 низковольтным 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.

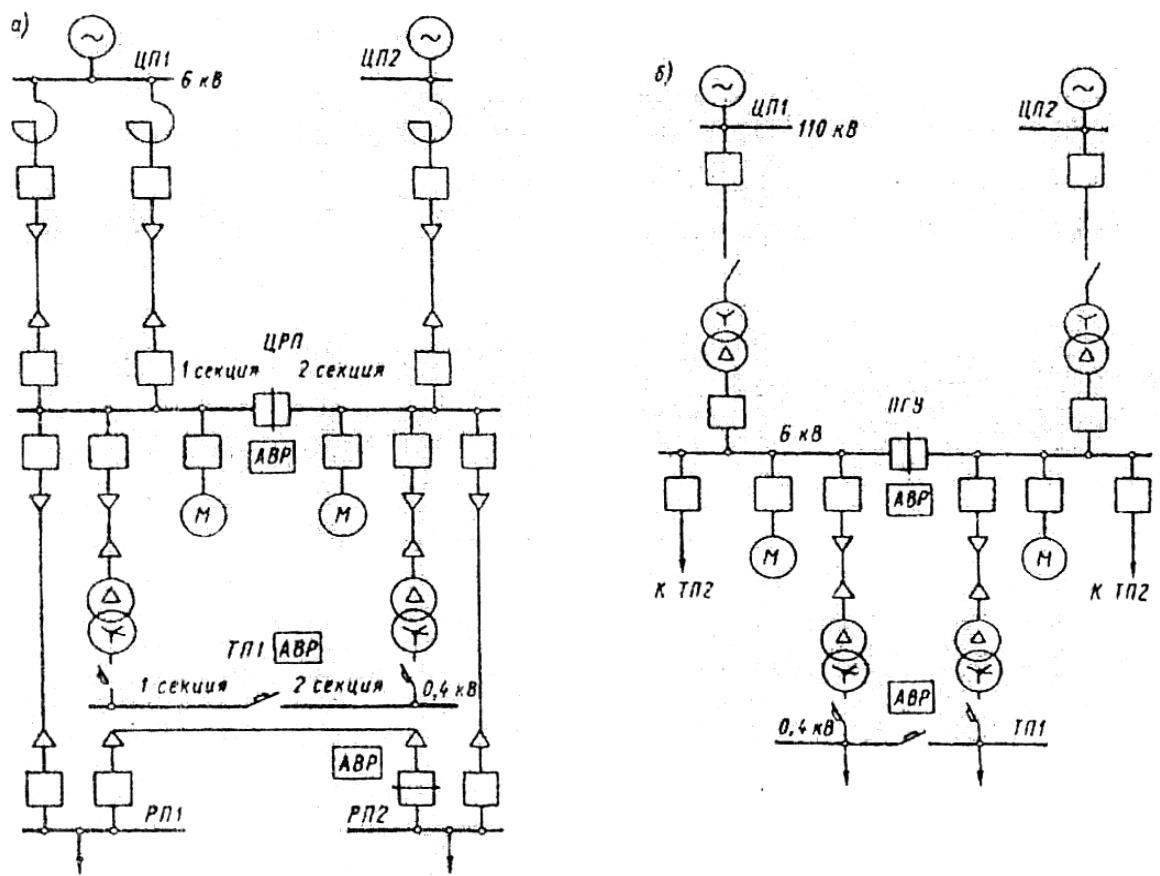


Рис. 2.2. Схемы электроснабжения: а - с питающими кабельными линиями 10(6) кВ; б - с глубоким высоковольтным вводом

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 ПГУ выполняют роль распределительных подстанций. Требуемая надёжность электро-

снабжения 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]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{a} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

где a – длина электрической линии, км;

P – 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 электроснабжения новых объектов следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное. В качестве внутрицехового, внутриквартального и внутридомового

го номинального напряжения источников питания низковольтных электроприёмников обычно принимается значение 0,4 кВ.

2. 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.

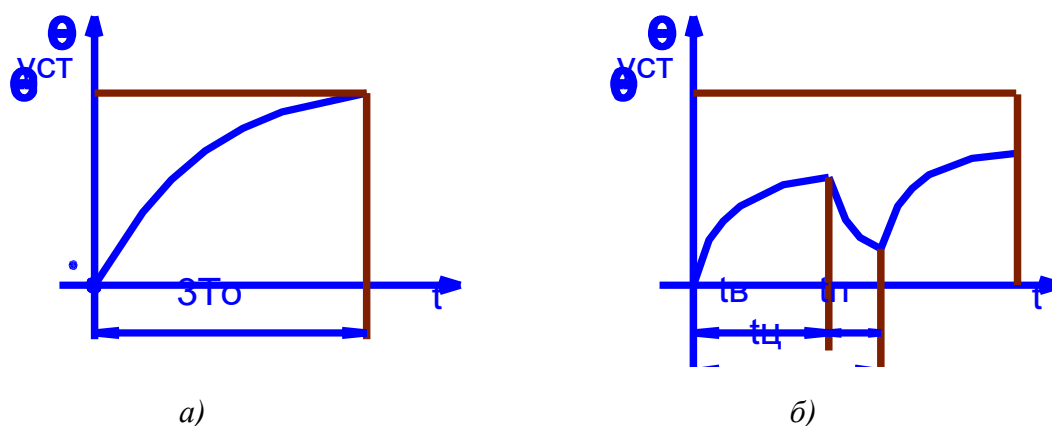


Рис. 3.1. Графики нагрузки электроприемников: а-длительный режим работы; б-повторно-кратковременный режим работы.

Длительный режим – это режим, при котором температура электроприемника возрастает по экспоненте и через $3T_0$ достигает установившегося значения (T_0 – 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

$$ПВ = \frac{t_B}{t_{Ц}} = \frac{t_B}{t_B + t_{П}},$$

где $t_{Ц}$ - время цикла работы электроприемника (не более 10 минут); t_B - 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 ($P_{P.i}$) и реактивной ($Q_{P.i}$) мощности проводится для цеха А по средней мощности и коэффициенту использования (метод упорядоченных диаграмм).

Определение электрических нагрузок группы электроприемников промпредприятий с применением ряда расчетных коэффициентов, в основу которого положен метод упорядоченных диаграмм, позволяет определить расчетный максимум нагрузки по номинальной мощности и характеристике электроприемников.

Все электроприемники разбиваются по отделениям на характерные группы с более или менее одинаковым режимом, например, металлорежущие станки, насосы и вентиляторы, подъемно-транспортные механизмы, электро-

печи термообработки и т.д. По каждой характерной группе определяется суммарная номинальная мощность $P_n = \sum p_n$, в которую входят мощности только рабочих механизмов (без резервных) при ПВ=100%.

Расчет проводим в табличной форме (таблица 3.1)

1. Все электроприемники, присоединенные к одному силовому распределительному пункту (ШРА-1, ШРА-2 и т.д.), разбиваются на характерные группы с приблизительно одинаковым режимом работы. и помещаются в графу 1.

В графы 2,3,заносятся исходные данные по электроприемникам (коэффициент включения кв и мощность).

2. В графу 5 записывается число электроприемников n.

3. В графы 6 ,7 по каждой характерной группе записываются: при одинаковой мощности электроприемников группы - номинальная установленная мощность P_n , кВт, одного электроприемника; при разных мощностях минимальная и максимальная мощности одного электроприемника.

4. В графу 8 заносится суммарная номинальная мощность всех электроприемников характерной группы.

5. Графа 9 заполняется по расчетному узлу в целом (по силовому шкафу СП, магистрали ШМА, ШРА). Модуль силовой сборки определяется по формуле:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}}$$

6. Для каждой характерной группы по табл. 1.7. [3] определяются коэффициент использования $K_{и}$ и коэффициент мощности $\cos\phi$ и записываются в графы 10,11. По значению $\cos\phi$ определяется $\operatorname{tg}\phi$. В строку "Итого " записывается среднее значение $K_{ис}$ для всего узла, определяемое по формуле:

$$K_{ис} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{см}}{\sum_{i=1}^n P_H} = \frac{\sum_{i=1}^n K_H P_H}{\sum_{i=1}^n P_H}$$

7. Для каждой группы определяются средние значения активной мощности $P_{см} = K_H \cdot P_H$, кВт и реактивной $Q_{см} = P_{см} \cdot \text{tg}\varphi$, квар. и записываются в графы 13 и 14.

В итоговой строке записывается суммарное значение $\Sigma P_{см}$ и $\Sigma Q_{см}$.

8. Графа 15 заполняется в соответствии с выражением для определения эффективного числа электроприемников из таблицы :

Таблица – Упрощенные варианты определения n_3

| n | $K_{н.ср}$ | m | P_H | формула для n_3 |
|----------|------------|----------|------------|---|
| < 5 | $\geq 0,2$ | ≥ 3 | переменная | $n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_H\right)^2}{\sum_1^n P_H^2}$ |
| ≥ 5 | $\geq 0,2$ | ≥ 3 | постоянная | $n_3 = n$ |
| ≥ 5 | $\geq 0,2$ | < 3 | переменная | $n_3 = n$ |
| ≥ 5 | < 0,2 | < 3 | | n_3 не определяется, а $P_M = k_3 P_{н.с.}$, где $k_{3(пкр)} = 0,75$ (повторно- кратковременный режим); $k_{3(дп)} = 0,9$ (длительный режим); $k_{3(ап)} = 1$ (автоматический режим) |
| ≥ 5 | $\geq 0,2$ | ≥ 3 | | $n_3 = \frac{2 \sum P_H}{P_{н.мах}}$ |
| ≥ 5 | < 0,2 | ≥ 3 | | Применяются относительные единицы $n_3 = n^* n$; $n_3 = f(n^*, P^*)$; $n^* = \frac{n_1}{n} \quad P^* = \frac{P_{н1}}{P_{н.н}}$ |
| > 300 | $\geq 0,2$ | ≥ 3 | - | $n_3 = n$ |

10. В графу 16 итоговой строки записывается коэффициент максимума k_M , определенный по известным n_3 и $K_{ис}$ по табл. 1.8 справочного пособия [3].

12. В итоговые строки граф 17,18,19 записываются соответственно максимальная активная, максимальная реактивная и максимальная полная мощность

Таблица 3.1 – расчетная таблица по определению нагрузки цеха

| Наименование узлов питания и групп электроприемников | КВ | Мощность, кВт | Приведенная мощность, кВт | Кол-во эл/прием. п | Установленная мощность при ПВ=100%, кВт | | | Модуль силовой сборки п | Коэф. использования $K_{и}$ | cos ϕ | tg ϕ t | Средняя мощность за максимально загруженную смену | | Эффективное число электроприемников n_e | Коэффициент максимума K_M | Максимальная расчетная мощность | | |
|--|-----|---------------|---------------------------|--------------------|---|------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|------------|-------------|---|------------------------|---|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------|----------------------|
| | | | | | P _н , кВт | | ΣP _н , кВт | | | | | P _{см} , кВт | Q _{см} , кВАр | | | P _м , кВт | Q _м , кВАр | S _м , кВА |
| | | | | | min | max | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Подготовительное отделение | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Потребители группы А | | | | 25 | 1,5 | 15,5 | 142,5 | 10,2 | 0,2 | 0,6 | 1,3 | 25,8 | 31,8 | 15,0 | 1,7 | 43,8 | 55,0 | 70,3 |
| Пресс ножницы | 0,6 | 2,4 | 1,9 | 3 | 1,9 | 1,9 | 5,6 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 0,9 | 1,1 | | | | | |
| Пресс кривошипные | 0,6 | 4,0 | 3,1 | 1 | 3,1 | 10,1 | 13,2 | 3,3 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 2,2 | 2,6 | | | | | |
| То же | 0,4 | 16,0 | 10,1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Вальцы гибочные | 0,4 | 5,0 | 3,2 | 4 | 3,2 | 3,2 | 12,6 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 2,5 | 3,0 | | | | | |
| Отрезной станок | 0,6 | 11,0 | 8,5 | 2 | 8,5 | 8,5 | 17,0 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 3,4 | 4,0 | | | | | |
| Токарно-револьверный станок | 0,6 | 16,0 | 12,4 | 3 | 12,4 | 12,4 | 37,2 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 7,4 | 8,7 | | | | | |
| Механические ножницы | 0,4 | 2,8 | 1,8 | 2 | 1,8 | 1,8 | 3,5 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 0,6 | 1,0 | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----|------|------|----|------|------|-------|------|------|-----|-----|-------|-------|------|-----|-------|-------|-------|
| Трубоотрезной станок | 0,4 | 2,4 | 1,5 | 2 | 1,5 | 1,5 | 3,0 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 0,5 | 0,8 | | | | | |
| Гильотинные ножницы | 0,6 | 20,0 | 15,5 | 2 | 15,5 | 15,5 | 31,0 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 6,2 | 7,2 | | | | | |
| Кран-балка | 0,6 | 5,0 | 3,9 | 2 | 3,9 | 3,9 | 7,7 | 1,0 | 0,1 | 0,5 | 1,7 | 0,8 | 1,3 | | | | | |
| Мостовой кран | 0,4 | 6,1 | 3,9 | 3 | 3,9 | 3,9 | 11,6 | 1,0 | 0,1 | 0,5 | 1,7 | 1,2 | 2,0 | | | | | |
| Потребители группы Б | | | | 4 | 86,0 | 86 | 344,0 | 1,0 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 223,6 | 167,7 | 4,0 | 1,4 | 304,1 | 228,1 | 380,1 |
| Вентилятор | 4,0 | 43 | 86,0 | 4 | 86,0 | 86 | 344,0 | 1,0 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 223,6 | 167,7 | | | | | |
| Кузнечно - термическое отделение | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Потребители группы А | | | | 11 | 2,0 | 34,8 | 163,3 | 17,2 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 31,9 | 54,0 | 7,0 | 2,1 | 67,0 | 112,4 | 130,9 |
| Молот пневматический | 0,6 | 26,5 | 20,5 | 3 | 20,5 | 20,5 | 61,6 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 12,3 | 21,3 | | | | | |
| Молот ковочный | 0,6 | 10,0 | 7,7 | 2 | 7,7 | 34,8 | 85,1 | 4,5 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 17,0 | 29,5 | | | | | |
| То же | 0,4 | 55,0 | 34,8 | 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Пресс эксцентриковый | 0,4 | 10,0 | 6,3 | 2 | 6,3 | 6,3 | 12,6 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 2,2 | 2,5 | | | | | |
| Таль электрическая | 0,4 | 3,2 | 2,0 | 2 | 2,0 | 2,0 | 4,0 | 1,0 | 0,1 | 0,5 | 1,7 | 0,4 | 0,7 | | | | | |
| Потребители группы Б | | | | 17 | 2,5 | 75 | 617,0 | 30,0 | 0,7 | 0,7 | 1,0 | 431,4 | 443,9 | 17,0 | 1,1 | 483,2 | 468,8 | 673,2 |
| Камерная печь | 1,0 | 75,0 | 75,0 | 1 | 60,0 | 75 | 315,0 | 1,3 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 220,5 | 165,4 | | | | | |
| То же | 1,0 | 60,0 | 60,0 | 4 | | | | | | | | | | | | | | |
| Электropечь цементации | 1,0 | 36,0 | 36,0 | 2 | 36,0 | 36 | 72,0 | 1,0 | 0,70 | 0,9 | 0,5 | 50,4 | 24,4 | | | | | |
| Отпускная печь | 1,0 | 40,0 | 40,0 | 5 | 40,0 | 40 | 200,0 | 1,0 | 0,70 | 0,5 | 1,7 | 140,0 | 242,5 | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----|------|------|----|------|------|--------|------|------|------|-----|-------|-------|------|-----|--------|--------|--------|
| Электропечь-ванна | 1,0 | 20,0 | 20,0 | 1 | 20,0 | 20 | 20,0 | 1,0 | 0,70 | 0,9 | 0,5 | 14,0 | 6,8 | | | | | |
| Вентилятор | 1,0 | 2,5 | 2,5 | 4 | 2,5 | 2,5 | 10,0 | 1,0 | 0,65 | 0,80 | 0,8 | 6,5 | 4,9 | | | | | |
| Сборно - сварочное отделение | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Потребители группы А | | | | 35 | 1,7 | 69,7 | 632,7 | 40,9 | 0,3 | 0,4 | 2,4 | 191,6 | 492,4 | 14,0 | 1,5 | 277,8 | 668,1 | 723,6 |
| Свар. Транс-матор | 0,6 | 24,5 | 19,0 | 2 | 19,0 | 19 | 38,0 | 1,0 | 0,3 | 0,3 | 3,2 | 11,4 | 36,2 | | | | | |
| Машина точечной сварки | 0,6 | 75,0 | 58,1 | 4 | 15,8 | 58,1 | 264,0 | 3,7 | 0,4 | 0,3 | 3,2 | 92,4 | 293,8 | | | | | |
| То же | 0,4 | 25,0 | 15,8 | 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Машина электро-сварочная стыковая | 0,4 | 35,0 | 22,1 | 3 | 22,1 | 22,1 | 66,4 | 1,0 | 0,4 | 0,5 | 1,7 | 23,2 | 40,3 | | | | | |
| То же шовная | 0,6 | 90,0 | 69,7 | 2 | 69,7 | 69,7 | 139,4 | 1,0 | 0,4 | 0,5 | 1,7 | 48,8 | 84,5 | | | | | |
| Долбежный станок | 0,6 | 3,8 | 2,9 | 3 | 2,9 | 2,9 | 8,8 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 1,4 | 2,4 | | | | | |
| Трубообрезной станок | 0,4 | 2,8 | 1,8 | 3 | 1,8 | 1,8 | 5,3 | 1,0 | 0,2 | 0,5 | 1,7 | 0,9 | 1,5 | | | | | |
| Отрезной станок | 0,4 | 10,5 | 6,6 | 1 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 1,0 | 0,2 | 0,4 | 2,7 | 1,3 | 3,6 | | | | | |
| Точило-обдирочный станок | 0,6 | 3,2 | 2,5 | 6 | 2,5 | 2,5 | 14,9 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 2,5 | 3,0 | | | | | |
| Обдирочно-шлифовальный станок | 0,6 | 2,2 | 1,7 | 6 | 1,7 | 1,7 | 10,2 | 1,0 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 1,7 | 2,0 | | | | | |
| Кран мостовой | 0,4 | 27,0 | 17,1 | 2 | 17,1 | 17,1 | 79,1 | 2,6 | 0,1 | 0,3 | 3,2 | 7,9 | 25,1 | | | | | |
| То же | 0,4 | 71,0 | 44,9 | 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Группа Б | | | | | 1,5 | 4,5 | 40,5 | | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 26,3 | 19,7 | 15,0 | 1,2 | 31,6 | 23,7 | 39,5 |
| Вентилятор | 1 | 1,5 | 1,5 | 9 | | | 40,5 | | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 26,3 | 19,7 | | | | | |
| То же | 1 | 4,5 | 4,5 | 6 | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого по Цеху | | | | | | | 1940,1 | | | | | | | | | 1215,6 | 1539,0 | 1961,2 |

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c P_{уст} \quad Q_p = P_p * tg\varphi$$

где

$P_{уст.}$ – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным; кВт;

k_c – коэффициент спроса электроприёмников исходные данные или по табл. 1.6 справочного пособия [3].

φ – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности ,

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{ро} = P_{но} * K_{со} ,$$

$K_{со}$ – коэффициент спроса, для освещения, принимаемый по справочным данным по табл. 1.10 справочного пособия [3]

$P_{но}$ – установленная мощность приемников электрического освещения

В табл. 3.2 приведены параметры и результаты расчёта мощностей для различных цехов электроприёмников

Величина $P_{но}$ может находиться по формуле

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F$$

$P_{удо}$ – удельная нагрузка, Вт/м² площади пола цеха табл. 1.11 справочного пособия [3]

F – площадь пола цеха по генеральному плану (исходные данные)

Результаты расчётов в целом по объекту электроснабжения отражаются в сводной таблице (в качестве примера см. табл. 3.2) .

Таблица 3.2 Электрические нагрузки сети 0,4кВ цехов предприятия

| № по ген. плану | Наименование потребителя | Силовая нагрузка | | | | | | Осветительная нагрузка | | | | | Силовая и осветительная нагрузка | | |
|-----------------|-------------------------------------|----------------------|----------------|------|------|----------------------|-----------------------|------------------------|--------------|------------------------|------------------|------------------------|---|-----------------------|----------------------|
| | | P _н , кВт | K _с | cosφ | tgφ | P _р , кВт | Q _р , кВАр | F, м2 | Рудо, кВт/м2 | P _{н о} , кВт | K _{с о} | P _{р о} , кВт | P _р + P _{р о} , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | Цех механо-обработки | | | | | 1215,6 | 1538,99 | 7506 | 0,015 | 78,9 | 0,95 | 74,955 | 1290,59 | 1538,99 | 2101,7 |
| 2 | Сборочно-производственный корпус №1 | 2568,6 | 0,7 | 0,74 | 0,9 | 1798 | 1613,22 | 1500 | 0,015 | 22,5 | 0,95 | 21,375 | 1819,36 | 1613,22 | 2474,5 |
| 3 | Сборочно-производственный корпус №2 | 1227,4 | 0,5 | 0,72 | 0,98 | 613,6 | 600,56 | 1500 | 0,015 | 22,5 | 0,95 | 21,375 | 635,07 | 600,56 | 877,49 |
| 4 | Сборочно-производственный корпус №3 | 1232,1 | 0,85 | 0,71 | 0,99 | 1047,2 | 1033,84 | 1500 | 0,015 | 22,5 | 0,95 | 21,375 | 1068,62 | 1033,84 | 1505,38 |
| 5 | Компрессорная | 376,66 | 0,85 | 0,78 | 0,8 | 320,1 | 256,76 | 4750 | 0,017 | 80,75 | 0,85 | 68,638 | 388,8 | 256,76 | 466,52 |
| 6 | Котельная | 1954,9 | 0,3 | 0,79 | 0,78 | 586,5 | 457,93 | 2400 | 0,013 | 31,2 | 0,85 | 26,52 | 612,99 | 457,93 | 765,77 |
| 7 | Литейный цех | 407,15 | 0,59 | 0,55 | 1,51 | 240,2 | 363,63 | 12000 | 0,019 | 228 | 0,95 | 216,6 | 456,82 | 363,63 | 594,35 |
| 8 | Цех лакокрасочный | 1374,1 | 0,91 | 0,82 | 0,71 | 1250,4 | 888,86 | 5000 | 0,017 | 85 | 0,95 | 80,75 | 1331,15 | 888,86 | 1603,1 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|--------------------------------|-------|------|------|-------|------------|--------|-------|-------|-------|------|--------|---------|-------------|-----------|
| | покрытий | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Электроремонтный цех | 162,2 | 0,68 | 0,64 | 1,2 | 110,3 3 | 132,9 | 5000 | 0,017 | 85 | 0,95 | 80,75 | 191,08 | 132,9 | 235,75 |
| 10 | Ремонтно-механический цех | 113 | 0,7 | 0,47 | 1,89 | 79,07 | 149,41 | 5000 | 0,015 | 75 | 0,95 | 71,25 | 150,32 | 149,41 | 214,93 |
| 11 | Деревообрабатывающий цех | 212,5 | 0,5 | 0,74 | 0,92 | 106,2 | 97,7 | 218 | 0,018 | 3,924 | 0,95 | 3,7278 | 109,97 | 97,7 | 138,33 |
| 12 | Автотранспортное хозяйство | 75,34 | 0,5 | 0,44 | 2,03 | 37,67 | 76,51 | 5000 | 0,017 | 85 | 0,95 | 80,75 | 118,42 | 76,51 | 143,32 |
| 13 | Складской комплекс | 79,7 | 0,6 | 0,39 | 2,38 | 47,8 | 113,83 | 12000 | 0,017 | 204 | 0,6 | 122,4 | 170,2 | 113,83 | 206,49 |
| 14 | Лабораторный корпус | 424,2 | 0,5 | 0,81 | 0,72 | 212,1 | 152,27 | 1500 | 0,025 | 37,5 | 0,85 | 31,875 | 244 | 152,27 | 289,12 |
| 15 | Административно-бытовой корпус | 2,67 | 0,6 | 0,05 | 19,19 | 1,6 | 30,7 | 3000 | 0,018 | 54 | 0,8 | 43,2 | 44,8 | 30,7 | 56,01 |
| 16 | Водозабор | 19,4 | 0,74 | 0,69 | 1,062 | 14,35 | 15,24 | 3000 | 0,011 | 33 | 0,95 | 31,35 | 45,7 | 15,24 | 52,55 |
| Итого по 0,38кВ | | | | | | | | | | | | | 8677,89 | 7522,3 5 | 11484,404 |

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;

Х, У, ХК, УК — условная длина двигателя;

4, 6, 8 — число полюсов;

У1,У3 — климатическое исполнение и категория размещения.

Параметры высоковольтных двигателей

| Тип двигателя | $U_{\hat{i}\hat{i}}$, кВ | Мощность, кВт | Частота вращения, об/мин | КПД, % | $\cos\varphi$ | $I_{\Pi} / I_{\text{ном}}$ |
|---------------|------------------------------|------------------|-----------------------------|--------|---------------|----------------------------|
| А-500ХК-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:

$$P_{\text{вн}i} = k_{ci} \cdot P_{\text{ном. вни}} ,$$

где k_{ci} – коэффициент спроса i -й группы высоковольтных потребителей;

$P_{\hat{i}\hat{i} \hat{a}\hat{i} i}$ – номинальная активная мощность высоковольтных потребителей.

Реактивная нагрузка потребителей напряжением 10 кВ определяется по выражению:

$$Q_{\text{вн}i} = P_{\text{вн}i} \cdot \text{tg}\varphi_i ,$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности высоковольтных потребителей.

В таблице 3.4 приведены параметры и результаты расчёта мощностей для высоковольтных электроприёмников завода

Таблица 3.4

Высоковольтные электрические нагрузки (10кВ)

| Наименование цехов и групп электроприёмников | P_n , кВт | k_c | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | P_p , кВт | Q_p , кВАр | S_p , кВА |
|--|--------------|-------|---------------|----------------------------|--------------|----------------|-----------------|
| <u>Котельная</u> | | | | | | | |
| 1. Насосы 4×320 кВт | 1280 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | 960 | 566,4 | 1114,63 |
| <u>Водозабор</u> | | | | | | | |
| 1. Насосы 4×400 кВт | 1600 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | 1200 | 708 | 1393,29 |
| Всего двигатели: | 2880 | - | - | - | 2160 | 1274,4 | 2507,93 |
| <u>Литейный цех</u> | | | | | | | |
| 1. Печь ИСТ-1/0,8Н1 с печным трансформатором ЭТМПС-1000/10 | 6х850 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | 3570 | 1178,1 | 3759,364 |
| 2. Печь ИСТ-2,5/1,6М4 с печным Трансформатором ЭТМПС-1600/10 | 6х1500 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | 6300 | 2079 | 6634,172 |
| 3. Печь ДСП-1,5 с печным трансформатором ЭТМП-1250/10 | 6х1250 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 3750 | 2812,5 | 4687,5 |
| 4. 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 достигается 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 $S_{H.Э}$, которая принимается в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки s_y :

- при $s_y \leq 0,2$ кВА/м² принимается $S_{H.Э} = 1000$ кВА;
- при $0,2 < s_y \leq 0,3$ кВА/м² принимается $S_{H.Э} = 1600$ кВА;
- при $s_y > 0,3$ кВА/м² принимается $S_{H.Э} = 2500$ кВА.

Удельная плотность расчетной нагрузки определяется по формуле:

$$S_y = \frac{S_{p.ц.}}{F_{ц.}},$$

где $S_{p.ц.}$ - максимальная расчетная нагрузка цеха, кВА; $F_{ц.}$ – площадь цеха, м².

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

$$n_{mp} = \frac{S_{p.ц.}}{k_3 \cdot S_{m.ном}},$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{m.ном}$ - 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 категорий; 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:

$$K_{з.ф} = \frac{S_{p.ц.}}{n_{mp} \cdot S_{m.ном}}.$$

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 $K_3=0,8$:

$$S_{mp} = \frac{S_{p.ц}}{K_3 \cdot n_{mp}};$$

$$S_{mp.} = \frac{2101,7}{0,8 \cdot 2} = 1313,56 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора со стандартным значением номинальной мощности $S_{т.ном.} = 1600$ кВА. В результате фактический коэффициент загрузки трансформатора принимает допустимое по ПУЭ значение

$$K_{з.ф} = \frac{2101,7}{2 \cdot 1600} = 0,65.$$

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 | $K_{з.т}$ | $S_{р, кВА}$ | $F_{ц, м^2}$ | $S_{у, кВА/м^2}$ | $S_{нэ, кВА}$ | $n_{тр расч}$ | $n_{т}$ | $K_{з.ф}$ |
|--------|-------------------------------------|-------------|-----------|--------------|--------------|------------------|---------------|---------------|---------|-----------|
| 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 | Деревообработ. 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 | 52,55 | 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 | $S_{р.ц}$, кВА | $P_{рц}$, кВт | $Q_{рц}$, кВАр | $F_{ц}$, м ² | S_y , кВА/м ² | $S_{т.ном}$, кВА | $n_{тр.}$, шт | $K_{з.ф}$, 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. 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-xxxx/10, где Т – трёхфазный; М – масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла; З – закрытого исполнения; xxxx – номинальная мощность трансформатора, кВА; 10 – первичное напряжение, кВ.

Технические данные цеховых трансформаторов

| Тип трансформатора | $S_{\text{ном.т.}}$, кВА | Напряжение, кВ | | U_k , % | Потери, кВт | | $I_{\text{хх}}$, % |
|--------------------|---------------------------|----------------|-----|-----------|------------------------|--------------|---------------------|
| | | ВН | НН | | $\Delta P_{\text{хх}}$ | ΔP_k | |
| 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 Δ/Y_n . т.к. она имеет наименьшее сопротивление гармонике нулевой последовательности (нейтраль может нагружаться до 75% номинального тока фазы против 25% при схеме Y/Y_n) и улучшает условия защиты от однофазных замыканий на землю .

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

$$Q_{KV} = Q_{K1} + Q_{K2}.$$

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 $S_{ном. m}$ рассчитывают по формуле

$$n_{m \min} = \frac{P_p}{K_{з.м} \cdot S_{ном. m}} + \Delta n, \quad (4.1)$$

Экономически целесообразное число трансформаторов $n_{m.э}$ определяют путём следующей корректировки

$$n_{m.э} = n_{m \min} + m, \quad (4.2)$$

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. 4.1).

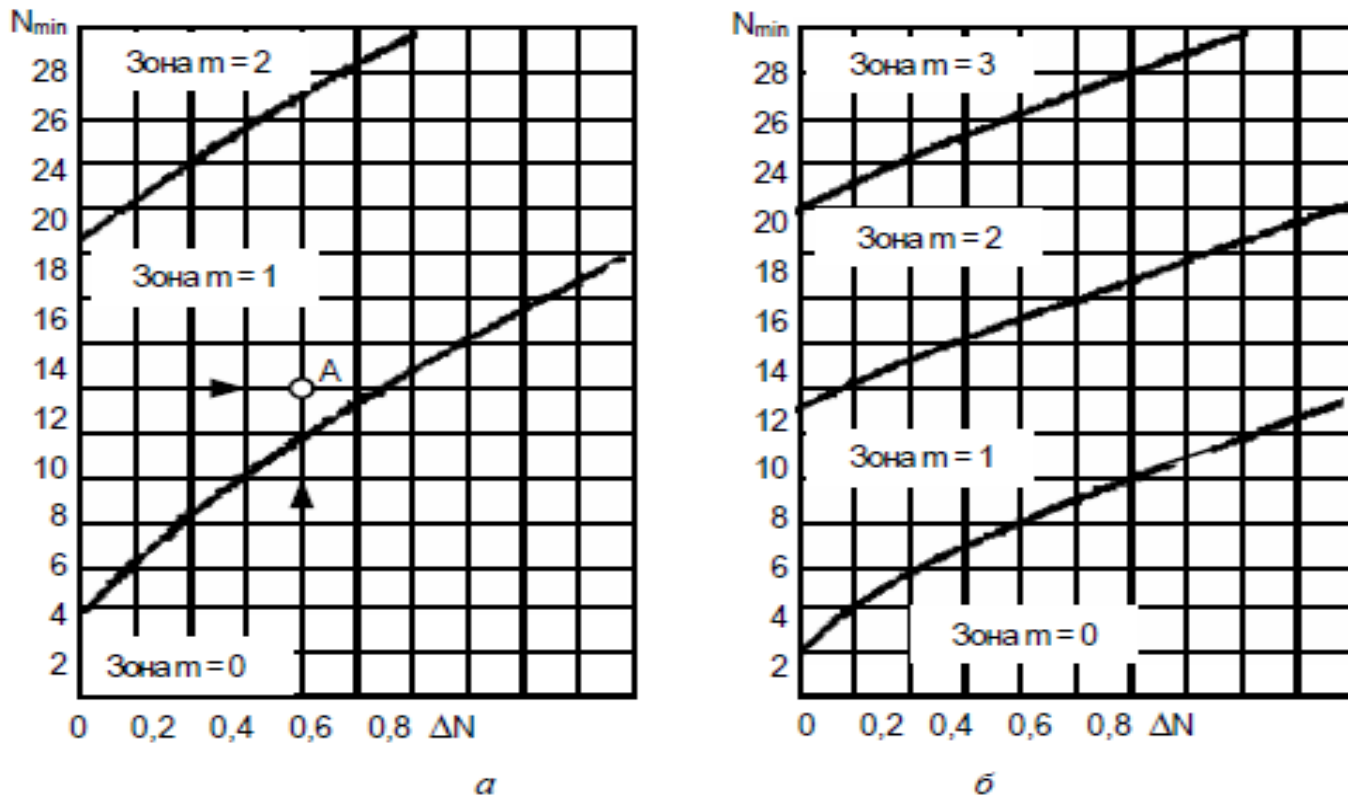


рис 4.1. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:

$a - K_3 = 0,7-0,8$; $б - K_3 = 0,9-1$

С учётом $n_{m.э}$ вычисляют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в низковольтную сеть

$$Q_m = \sqrt{(n_{m.э} \cdot k_{з. m} \cdot S_{ном. m})^2 - P_p^2} \quad (4.3)$$

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

$$Q_{к1} = Q_{max} - Q_m, \quad (4.4)$$

где Q_{max} - суммарная (наибольшая) расчетная реактивная мощность цеха.

Если окажется, что $Q_{\kappa 1} < 0$, то по первому критерию установка конденсаторов не требуется и принимаем $Q_{\kappa 1} = 0$.

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

$$Q_{\kappa 2} = Q_{\max} - Q_{\kappa 1} - \gamma \cdot n_{\text{т.э}} \cdot S_{\text{ном. т}}, \quad (4.5)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания цеховой ТП (для радиальной схемы γ определяют по рис. 4.2; для магистральной схемы с двумя трансформаторами – рис. 4.3; для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами – $\gamma = K_{p1}/30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП 6–10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности – $\gamma = K_{p1}/60$).

для практических расчетов K_{p1} следует принимать по табл. 4.4.

Значения K_{p2} определяют по формуле

$$K_{p2} = l * S_{\text{ном.т}}/s, \quad (4.6)$$

где s – сечение питающей линии; l – длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами – длина участка, км, до первого трансформатора).

При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_{p2} принимать по табл. 4.5.

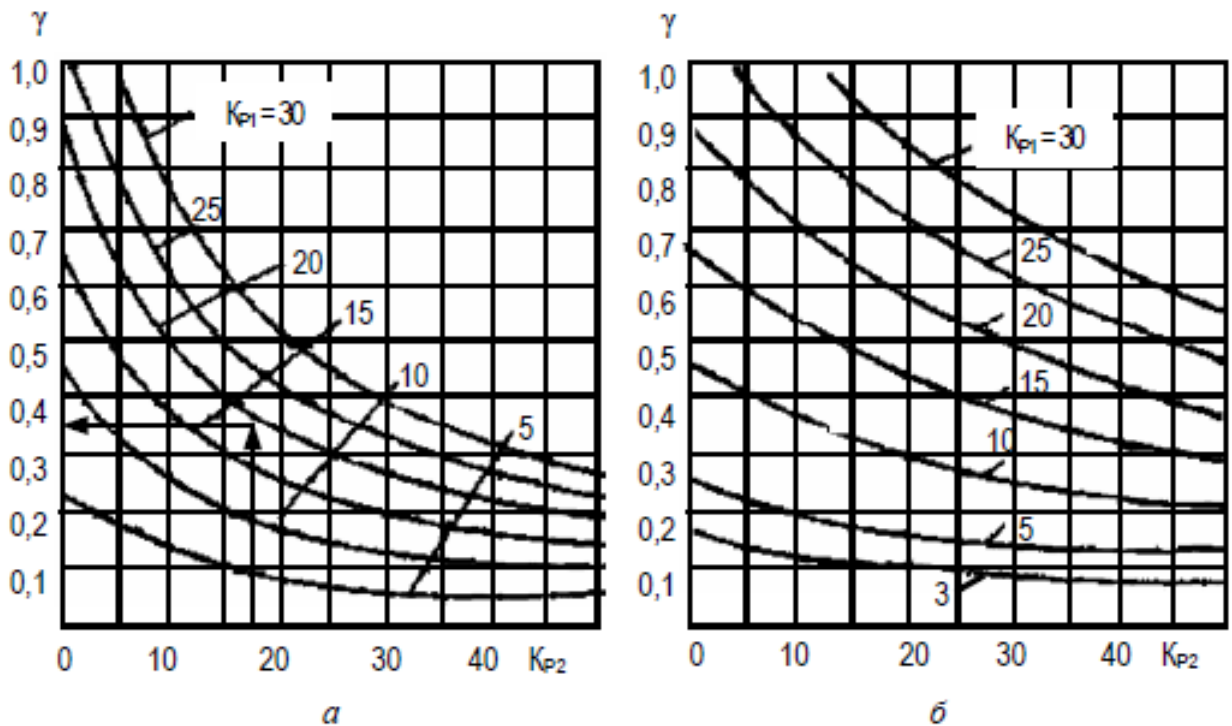


Рис. 4.2. Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов напряжением 6 (а) и 10 кВ (б)

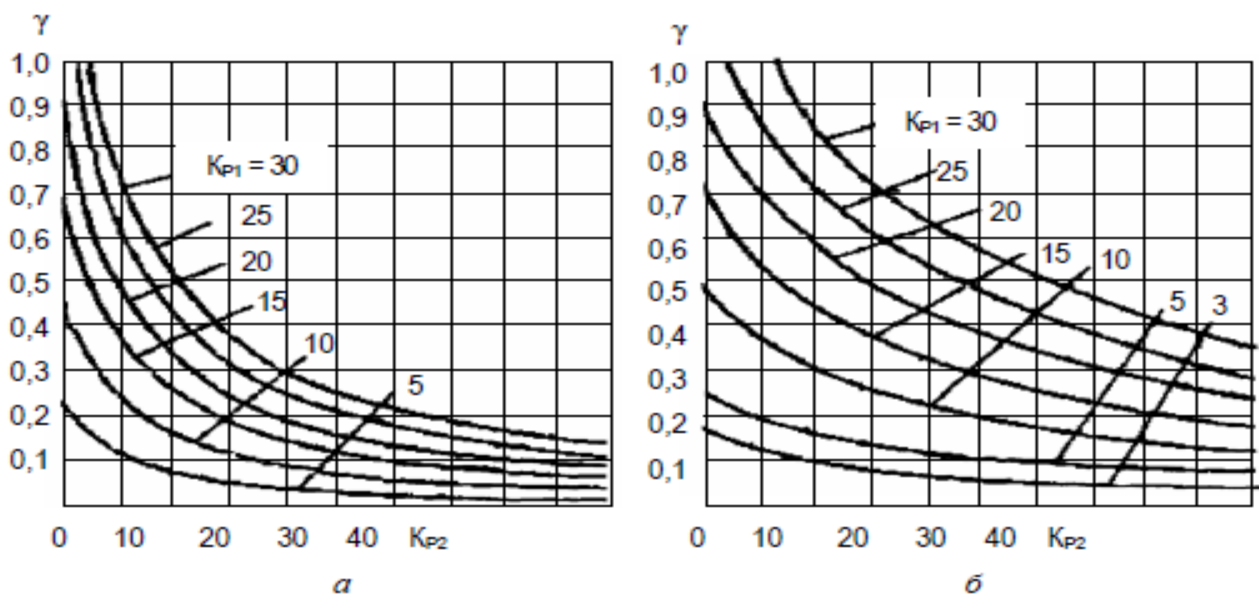


Рис. 4.3. Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформаторов при напряжении сети 6 (а) и 10 кВ (б)

Таблица 4.4

Значения коэффициента K_{p1} для энергосистем

| Энергосистема | Количество рабочих смен | Расчетный удельный коэффициент удельных потерь K_{p1} | Расчетная стоимость потерь $C_{пт}$, у.е./кВт |
|-------------------------------|-------------------------|---|--|
| Центра, Северо-Запада, Юга | 1 | 24 | 52 |
| | 2 | 12 | 106 |
| | 3 | 11 | 112 |
| Средней Волги | 1 | 19 | 64 |
| | 2 | 13 | 93 |
| | 3 | 12 | 106 |
| Урала | 1 | 22 | 56 |
| | 2 | 14 | 91 |
| | 3 | 11 | 117 |
| Северного Кавказа, Закавказья | 1 | 14 | 89 |
| | 2 | 13 | 95 |
| | 3 | 12 | 103 |
| Сибири | 1 | 15 | 85 |
| | 2 | 15 | 85 |
| | 3 | 15 | 85 |
| Дальнего Востока | 1 | 9 | 136 |
| | 2 | 9 | 136 |
| | 3 | 9 | 136 |

Таблица 4.5

Значения коэффициента K_{p2}

| Мощность трансформатора $S_{ном.т,}$ кВА | Коэффициент K_{p2} при длине питающей линии 1 км | | | | |
|--|--|-------|-------|-------|--------|
| | До 0,5 | 0,5-1 | 1-1,5 | 1,5-2 | Выше 2 |
| 400 | 2 | 4 | 7 | 10 | 17 |
| 630 | 2 | 7 | 10 | 15 | 27 |
| 1000 | 2 | 7 | 10 | 15 | 27 |
| 1600 | 3 | 10 | 17 | 23 | 40 |
| 2500 | 5 | 16 | 26 | 36 | 50 |

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 $n_{m.э}$. При этом в соответствии с рис. рис. 2.1[5] принимаем значение $m=0$, т.е. $n_{m.э} = n_{m \min}$. Таким образом

$$n_{m.э} = \frac{2208,16}{0,74 \cdot 1000} + \Delta n = 3 .$$

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

$$Q_{\delta} = \sqrt{(3 \cdot 0,74 \cdot 1000)^2 - 2208,16^2} = 228,97 \text{ кВАр.}$$

3. Определяем мощность конденсаторов по первому критерию (4.4)

$$Q_{\epsilon 1} = 1869,98 - 228,97 = 1641,01 \text{ кВАр.}$$

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

$$Q_{к2} = 1869,98 - 164,01 - 0,6 \cdot 4 \cdot 1000 = -694,03 \text{ кВАр.}$$

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

$$Q_{кУ} = Q_{к1} + Q_{к2} = 1641,01 - 694,03 = 954,98 \text{ кВАр.}$$

Результаты расчёта по ТП №2 сводим в табл. 4.6.

Таблица 4.6

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

| № ТП | P_p , кВт | Q_p , кВАр | $n_{m.min}$, шт | m | $n_{m.э}$, шт | Q_T , кВАр | $Q_{к1}$, кВАр | γ | $Q_{к2}$, 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:

$$tg\phi_{p.ц} = \frac{Q_{p.ц}}{P_{p.ц}},$$

где $Q_{p.ц}$, $P_{p.ц}$ – расчетные активная и реактивная мощности группы цехов (см. табл. 4.2).

Для ТП №3:

$$tg\phi_{p.ц} = \frac{1098,27}{1640,65} = 0,67.$$

Необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{к.у}$, кВАр определяется по формуле

$$Q_{к.у} = P_{р.ц} \cdot (tg\phi_{р.ц} - tg\phi_3), \quad (4.7)$$

где $tg\phi_3$ – коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой.

В соответствии с приводимыми в задании на курсовой проект условиями присоединения к энергосистеме (табл. 2.1) $tg\phi_3=0,38$. В этом случае для ТП №3

$$Q_{к.у} = 1640,65 \cdot (0,67 - 0,38) = 474,82 \text{ кВАр.}$$

В качестве источников реактивной мощности используем две комплектные конденсаторные установки (по одной на каждую секцию) типа УКРМ ВАРНЕТ-АС-0,4-240 ($U_{ном}=400В$, $Q_{ном}=240$ кВАр), т.е. суммарная компенсирующая мощность конденсаторных установок составит $Q_{н.к.у}=2 \times 240=480$ кВАр, что соответствует результатам расчёта по (4.7).

Аналогично проводим расчёт для других ТП. Результаты выбора компенсирующих устройств 0,4кВ сводим в табл. 4.7

Таблица 4.7

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

| № ТП | $P_{р.ц}$, кВт | $Q_{р.ц}$, кВАр | $tg\phi_{р.ц}$ | Q_P , кВАр | Тип | Кол-во | $Q_{н.к.у}$ 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

$$Q_{p.ц.к} = Q_{p.ц} - Q_{н.к.у} \text{ и } S_{p.ц.к} = \sqrt{P_{p.ц.}^2 + Q_{p.ц.к.}^2}$$

Для третьей ТП:

$$Q_{p.ц.к} = 1098,27 - 480 = 618,27 \text{ кВАр.} \quad ;$$

$$S_{p.ц.к} = \sqrt{1640,65^2 + 618,27^2} = 1753,28 \text{ кВА.}$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{з.ф} = \frac{1753,28}{2 \cdot 1000} = 0,85$$

Аналогично проводим уточнение для остальных групп цехов и сводим результаты в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Количество и мощности цеховых трансформаторов с учётом КРМ

| № ТП | Катег. | P _{р.} , кВт | Q _{р.ц.к} , кВАр | S _{р.ц.к} , кВА | n _{ТР} | Ст.ном., кВА | K _{зф} |
|------|--------|-----------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------|--------------|-----------------|
| 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 4.8 (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.

5. 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.

5.1. 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

$$\Delta P_m = n \cdot (\Delta P_{x.x} + k_{з.ф}^2 \cdot \Delta P_{к.з}),$$

где $\Delta P_{x.x}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{к.з.}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n – количество трансформаторов на подстанции, шт.;

$K_{з.ф.}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора (таблица 4.6)

Для ТП №3:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (1,9 + 0,88^2 \cdot 10,5) = 20,06 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах вычисляются по формуле

$$\Delta Q_m = n \cdot \left(\sqrt{\left(\frac{i_0 \cdot S_{т.ном}}{100} \right)^2 - \Delta P_{x.x}^2} + k_{з.ф}^2 \cdot \frac{u_k \cdot S_{т.ном}}{100} \right),$$

где i_0 – ток холостого хода трансформатора, %;

u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для ТП №3:

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left(\sqrt{\left(\frac{1,15 \cdot 1000}{100} \right)^2 - 1,9^2} + 0,88^2 \cdot \frac{5,5 \cdot 1000}{100} \right) = 108,48 \text{ кВАр.}$$

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 | S _{т.ном} кВА | ΔP _{х.х.} кВт | ΔP _{к.з.} кВт | u _к , % | i ₀ , % | K _{з.ф} | ΔP _т кВт | ΔQ _т 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 |

5.2. Расчёт электрических потерь в конденсаторных установках 0,4кВ

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

$$\Delta P_{нк\text{у}} = 4,5 \cdot Q_{нк\text{у}} \cdot 10^{-3},$$

где $Q_{i\text{в}0}$ – установленная мощность конденсаторной установки, кВАр.

Для ТП №3:

$$\Delta P_{нк\text{у}} = 4,5 \cdot 480 \cdot 10^{-3} = 2,16 \text{ кВт.}$$

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 | Q _{ку.ном} , кВА | ΔP _{ку} , 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 |

5.3. Расчёт суммарной нагрузки с учётом КРМ на стороне 10 кВ

Активная расчетная нагрузка на стороне 10 кВ определяется по формуле

$$P_p = P_{p.0,4\Sigma} + P_{p.10\Sigma} + \Delta P_{m\Sigma} + \Delta P_{ку},$$

где $P_{p.0,4\Sigma}$ – суммарная активная расчетная нагрузка низковольтных потребителей, кВт (табл. 3.2);

$P_{p.10\Sigma}$ – суммарная активная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей, кВт (табл. 3.4);

$\Delta P_{т\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт (табл. 5.1);

$\Delta P_{ку}$ – потери активной мощности в конденсаторных установках, кВт (табл. 5.2).

Результаты расчёта дают следующий результат

$$P_p = 8657,79 + 21780 + 106,31 + 12,74 = 30556,84 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка на стороне 10 кВ определяется по формуле

$$Q_p = Q_{p.0,4\Sigma} + Q_{p.10\Sigma} + \Delta Q_{m\Sigma},$$

где $Q_{p.0,4\Sigma}$ – суммарная реактивная расчетная нагрузка низковольтных потребителей с учётом КРМ (табл. 4.6);

$Q_{p.10\Sigma}$ – суммарная реактивная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей (табл. 3.4);

$\Delta Q_{m\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, (табл. 5.1).

Таким образом,

$$Q_p = 4667,37 + 11844 + 570,96 = 17082,33 \text{ кВар.}$$

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

$$tg\varphi_n = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{17082,33}{30556,84} = 0,56.$$

Поскольку это значение больше задаваемого энергосистемой ($tg\varphi_{\ominus}=0,38$) 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 $Q_{к.у10}$, кВар определяется по формуле:

$$Q_{к.у10} = P_{р.ц} \cdot (tg\varphi_n - tg\varphi_{\ominus}).$$

Применяя её, получаем

$$Q_{к.у10} = 30556,84 \cdot (0,56 - 0,38) = 5500,23 \text{ кВар.}$$

В качестве источников реактивной мощности целесообразно использовать две комплектные конденсаторные установки (по одной на каждую секцию) типа УКРМ ВАРНЕТ-А-10-2700 ($U_{ном}=10$ кВ, $Q_{ном}=2700$ кВар), т.е. суммарная компенсирующая мощность конденсаторных установок $Q_{к.у10}=2 \cdot 2700=5400$ кВар.

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

$$S_p = \sqrt{P_{p.10}^2 + (Q_{p.10} - Q_{кв10})^2}$$

и составляет $S_p = \sqrt{30556,84^2 + (17082,33 - 5400)^2} = 32660,41$ кВА.

6. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТА

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 предприятие-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:

$$S_{m. ном} \geq S_{m. расч},$$

где $S_{m.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{m.расч}$ - расчетная мощность трансформатора, кВА.

$$S_{m. расч} = \frac{S_p}{k_3 \cdot n_m},$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимается $k_3=0,7$).

$$S_{m. расч} = \frac{32660,41}{0,7 \cdot 2} = 23328,86 \text{ кВА.}$$

Из ряда стандартных мощностей понижающих трансформаторов выбираем трансформаторы номинальной мощностью $S_{m.ном}=25\text{МВА}$. В этом случае коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы (в работе оба трансформатора) имеет значение

$$k_{3.н} = \frac{32660,41}{2 \cdot 25000} = 0,65,$$

а в аварийном режиме (в работе один трансформатор)

$$k_{3.а} = \frac{32660,41}{25000} = 1,31 < 1,4.$$

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 | S _{т.ном} , МВА | Номинальное на- пряжение, кВ | | Потери, кВт | | Напряжени- екз, % | Ток х.х., % |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----|-----------------|-----------------|----------------------|----------------|
| | | ВН | НН | P _{кз} | P _{хх} | | |
| 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

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

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:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}},$$

где x_i, y_i - координаты центра нагрузки i – го цеха;

S_{pi} – 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 | S_{pvi} , кВА | r_i , мм | X_i , м | Y_i , м | $S_{pvi} \cdot X_i$, кВА·м | $S_{pvi} \cdot Y_i$, 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 по- крытий | 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 | Деревообработ. цех | 149,66 | 9,76 | 60 | 255 | 8979,6 | 38163,3 |
| 12 | Автотранспортное хо- зяйство | 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 $X_0=253,05$ м; $Y_0=119,7$ 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: $X_0=300$ м; $Y_0=185$ м.

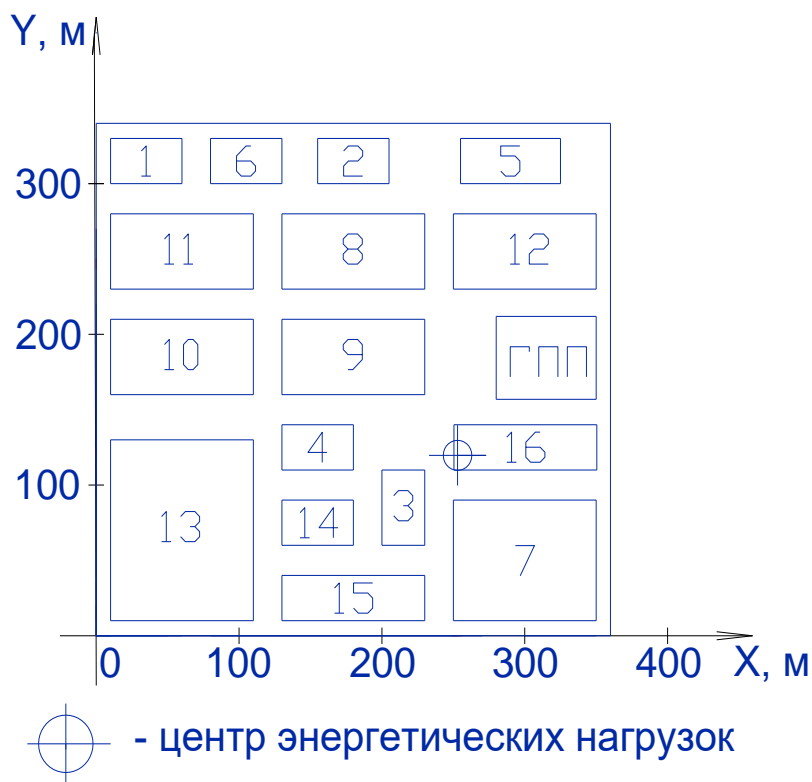


Рис. 6.1. Расположение центра электрических нагрузок ГПП

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 (приведенны-

ми 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 отдельная 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 переемычкой 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.

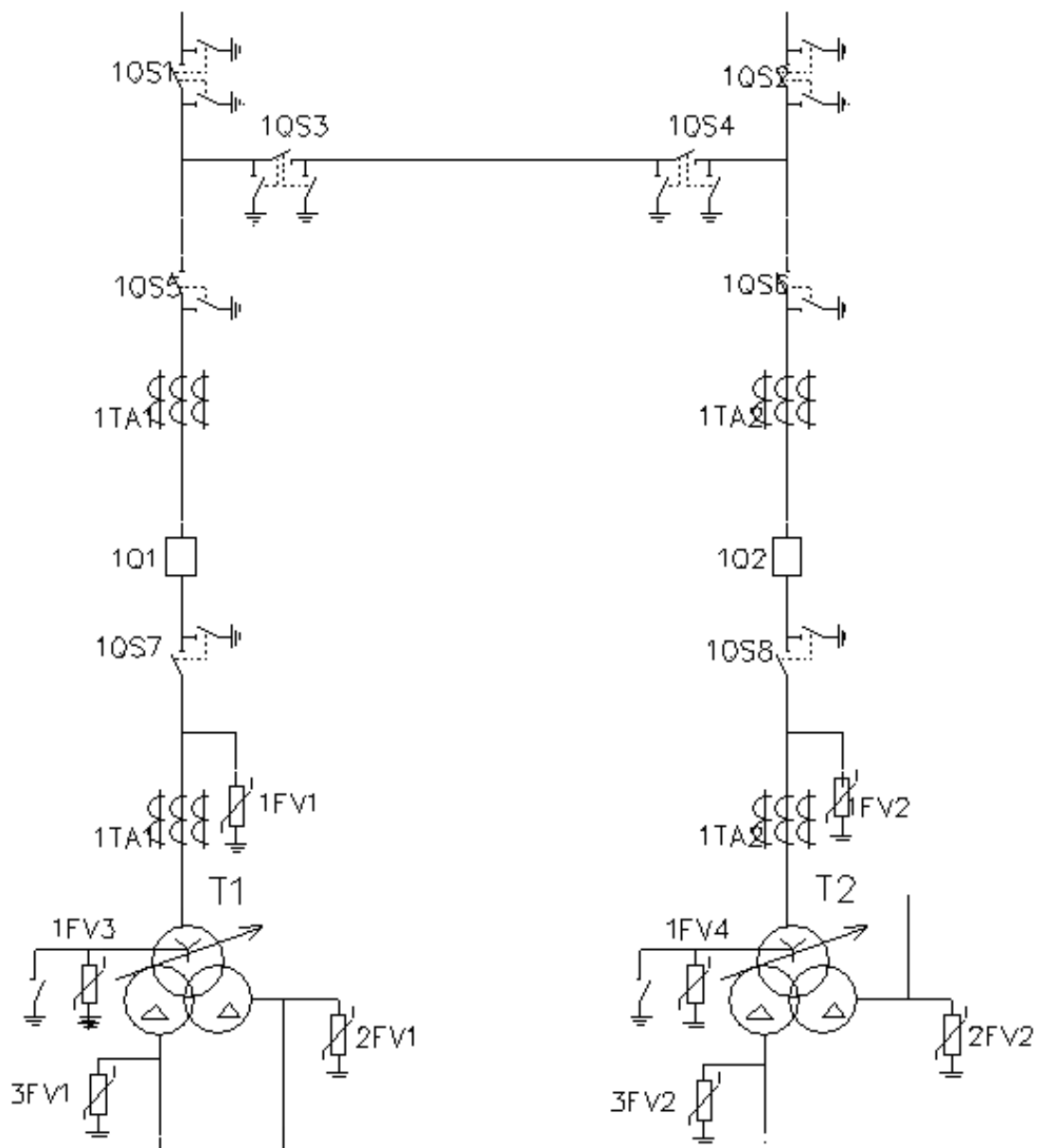


Рис. 6.2. Схема PY-110 кВ IIII

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 неиндуктивной 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 допустимой 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 $S_6=4100\text{MVA}$ (табл. 2.1). За базисное напряжение принимаем среднее эксплуатационное напряжение той ступени трансформации, на которой предполагается КЗ. В нашем случае это $U_{61}=115\text{kV}$ (до трансформатора) и $U_{62}=11\text{kV}$ (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.

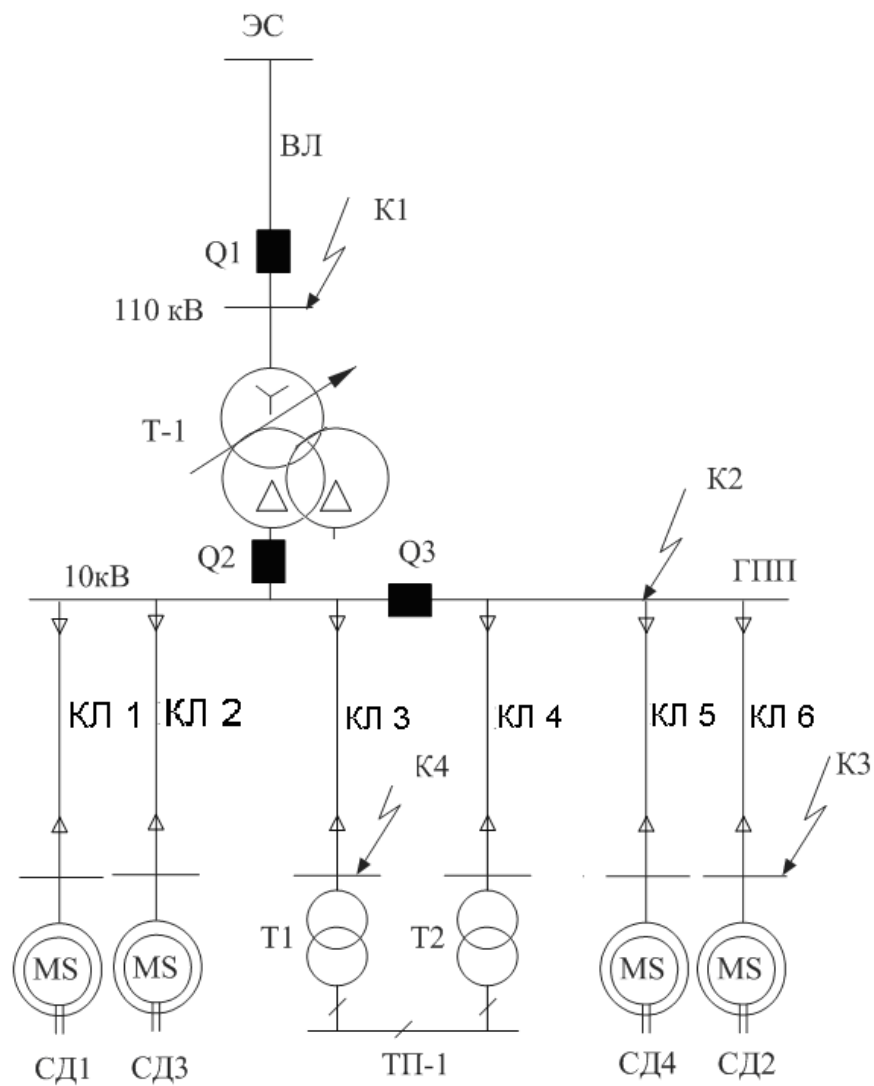


Рис. 7.1. Расчетная схема для токов к.з.

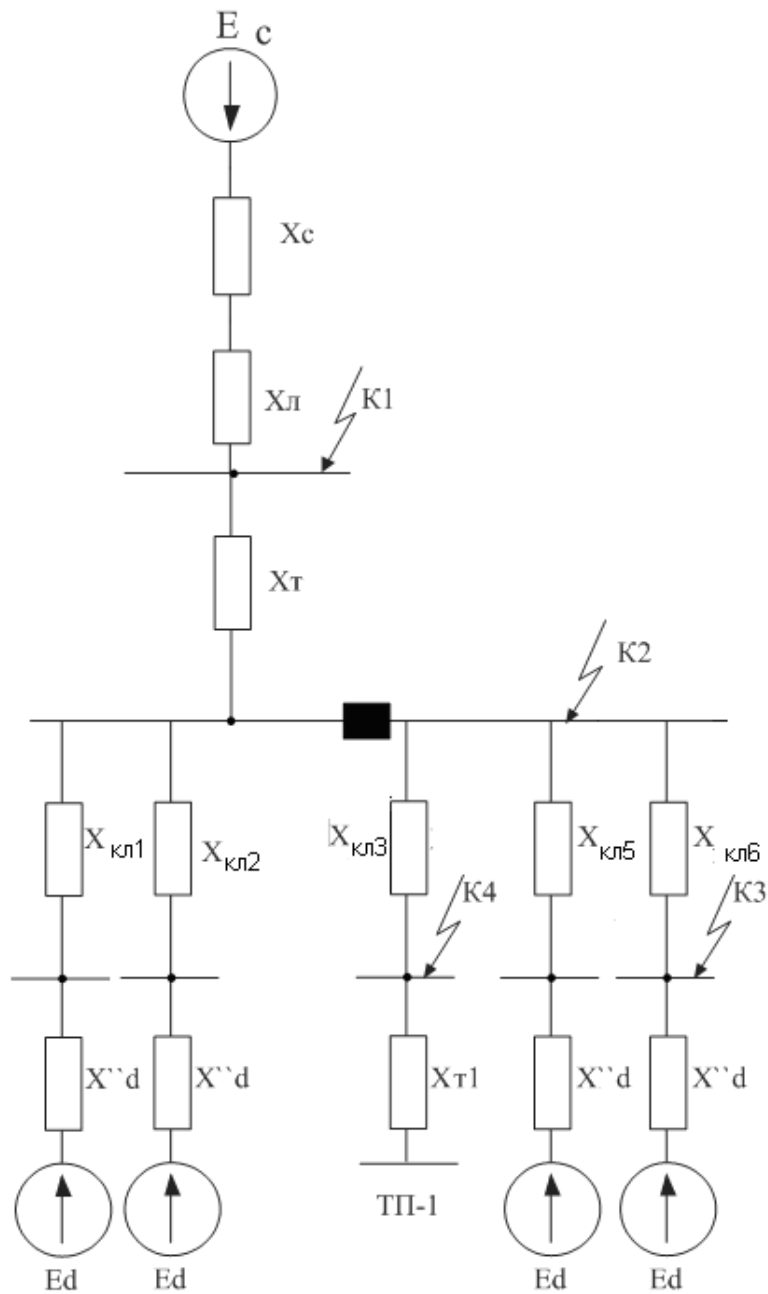


Рис. 7.2. Схема замещения для расчёта токов к.з.

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

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}$$

В рассматриваемом случае для точек К1 и К2 получаем $I_{\sigma 1} = \frac{4100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 20,58$ кА;

$$I_{\sigma 2} = \frac{4100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 215,13 \text{ кА.}$$

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

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad x_c = \frac{4100}{4100} = 1,0.$$

2. Сопротивление питающей воздушной линии

$$x_l = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (7.1)$$

где L – длина линии, км; x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$$x_l = 0,4 \cdot 14,6 \cdot \frac{4100}{115^2} = 1,81.$$

3. Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора

$$x_{т.в} = 0,125 \cdot \frac{u_{k(\sigma-n)} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{т.ном}},$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, % (табл. 6.1);

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА (табл. 6.1);

$$x_{т.в} = 0,125 \cdot \frac{10,5 \cdot 4100}{100 \cdot 25} = 2,14.$$

4. Сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора

$$x_{т.н} = 1,75 \cdot \frac{u_{k(\sigma-n)} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{т.ном}}; \quad x_{т.н} = 1,75 \cdot \frac{10,5 \cdot 4100}{100 \cdot 25} = 30,12.$$

5. Общее сопротивление трансформатора

$$x_m = x_{m.в} + x_{m.н}; \quad x_m = 2,14 + 30,12 = 23,26.$$

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

$$x_{кл\ 1, 6} = 0,08 \cdot 0,2 \cdot \frac{4100}{25^2} = 0,11; \quad x_{кл\ 2, 5} = 0,08 \cdot 0,08 \cdot \frac{4100}{25^2} = 0,04.$$

7. Сопротивление кабельных линий от ГПП до ТП-1

$$x_{кл\ 3, 4} = 0,08 \cdot 0,2 \cdot \frac{4100}{25^2} = 0,11.$$

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

$$I_{no\ i} = \frac{E_{\Sigma i}}{x_{\Sigma i}} \cdot I_{\sigma i},$$

где $x_{\Sigma i}$ – суммарное сопротивление до i -ой точки к.з. в относительных единицах;
 $E_{\Sigma i}$ – суммарная ЭДС источников питания (также в относительных единицах).

Для точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l; \quad x_{\Sigma 1} = 1 + 1,81 = 2,81;$$

$$I_{no\ 1} = \frac{1}{2,81} \cdot 20,58 = 7,32 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_m; \quad x_{\Sigma 2} = 2,81 + 32,26 = 35,07.$$

$$I_{no\ 2} = \frac{1}{35,07} \cdot 215,13 = 6,30 \text{ кА.} \quad (7.2)$$

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:

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 2} + x_{кл 6}; \quad x_{\Sigma 3} = 35,07 + 0,11 = 35,18.$$

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

$$I_{но3} = \frac{1}{35,18} \cdot 215,13 = 6,12 \text{ кА.}$$

Для точки К4:

$$x_{\Sigma 4} = x_{\Sigma 2} + x_{кл4}; \quad x_{\Sigma 4} = 14,84 + 0,27 = 15,12 .$$

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

$$I_{но 4} = \frac{1}{15,12} \cdot 93,48 = 6,18 \text{ кА.}$$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot k_y .$$

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

- для точки К1:

$$i_{y 1} = \sqrt{2} \cdot 7,32 \cdot 1,8 = 14,85 \text{ кА;}$$

- для точки К2:

$$i_{y 2} = \sqrt{2} \cdot 6,30 \cdot 1,92 = 17,11 \text{ кА;}$$

- для точки КЗ:

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 6,12 \cdot 1,8 = 15,57 \text{ кА};$$

- для точки К4:

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot 6,18 \cdot 1,7 = 14,86 \text{ кА}.$$

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

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_0}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з., значения которой приводятся в справочниках, например, в [3] (табл. 8.3); t_0 – усредненное значение собственного времени отключения выключателя (для современных выключателей около 0,01 с).

В рассматриваемом примере получены следующие результаты:

- для точки К1:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 7,32 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 8,46 \text{ кА};$$

- для точки К2:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 6,30 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,12}} = 8,17 \text{ кА};$$

- для точки К3:

$$i_{at3} = \sqrt{2} \cdot 6,12 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 7,06 \text{ кА};$$

- для точки К4:

$$i_{at4} = \sqrt{2} \cdot 6,18 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 6,27 \text{ кА}.$$

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

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{кз}^2 dt,$$

где $i_{кз}$ – ток короткого замыкания; $t_{откл}$ – расчётная продолжительность к.з.

Оценить значение этого интеграла можно, воспользовавшись формулой

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a).$$

Расчёт по ней даёт следующие приблизительные значения интеграла Джоуля:

- для точки К1:

$$B_{k1} = 7,32^2 \cdot (0,17 + 0,05) = 11,79 \text{ кА}^2\text{с};$$

- для точки К2:

$$B_{k2} = 6,30^2 \cdot (1,57 + 0,12) = 67,08 \text{ кА}^2\text{с};$$

- для точки К3:

$$B_{k3} = 6,12^2 \cdot (0,57 + 0,05) = 23,22 \text{ кА}^2\text{с};$$

- для точки К4:

$$B_{k4} = 6,18^2 \cdot (0,57 + 0,03) = 22,92 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Полученные значения сводим в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка К.З. | $I_{н.о},$ кА | $i_y,$ кА | $i_{a.t},$ кА | $B_k,$ кА ² ·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 |

6.2. 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) | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.} \geq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 183,7 \text{ А}$ $I_{по} = 7,32 \text{ кА}$ $i_y = 18,85 \text{ кА}$ $B_k = 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ $I_{отк.} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 65 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ $2500 \text{ А} > 183,7 \text{ А}$ $40 \text{ кА} > 7,32 \text{ кА}$ $65 \text{ кА} > 18,85 \text{ кА}$ $1875 \text{ кА}^2 \text{ с} > 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Разъединитель РГ-2-110/630 УХЛ1 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 183,7 \text{ А}$ $i_y = 18,85 \text{ кА}$ $B_k = 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 183,7 \text{ А}$ $80 \text{ кА} > 18,85 \text{ кА}$ $2977 \text{ кА}^2 \text{ с} > 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Разъединитель РГ-1-110/630 УХЛ1 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 183,7 \text{ А}$ $i_y = 18,85 \text{ кА}$ $B_k = 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 183,7 \text{ А}$ $80 \text{ кА} > 18,85 \text{ кА}$ $2977 \text{ кА}^2 \text{ с} > 11,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Ограничитель перенапряжений ОПН-110-УХЛ1 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ | $U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ |
| Заземлитель нейтральной точки ЗОН-110Б | $U_{ном} \geq U_{сети}$ | $U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ |

В табл. 7.2 приняты следующие обозначения: $U_{ном}$ - номинальное значение напряжения аппарата; $U_{сети}$ - номинальное значение напряжения сети; $I_{ном}$ - номинальное значение тока аппарата; I_{max} - максимальное значение тока послеаварийного режима цепи, в которой установлен аппарат; $I_{отк}$ - номинальный ток отключения (отключающая способность аппарата); $i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата; $I_{тс}$, $t_{тс}$ - ток и время термической стойкости аппарата.

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

$$I_{max} = \frac{S_{тном} \cdot k_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_{тном}$ - номинальная мощность трансформатора; $k_n=1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора

$$I_{max} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

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;

Т В Т-(*)-()-(***)-(****)**

Т В Т-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.

Т Ф З М-(*)-()**

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.

7.3. 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 напряжением 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 $U_{сети}=10$ кВ;
- периодическая составляющая тока КЗ: $I_{но}=6,30$ кА (табл. 7.1);
- ударный ток $i_y=17,11$ кА (табл. 7.1);
- тепловой импульс тока $B_K=67,08$ кА²с (табл. 7.1).

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

$$I_{1 \max} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора ТП, кВА; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети на стороне ВН, кВ.

Результат расчёта следующий:

$$I_{1 \max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Ток для ячеек отходящих линий к высоковольтным электродвигателям

$$I_{2,3 \max} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta},$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электродвигателя, кВ, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, η – КПД.

Результаты расчёта: $I_{2 \max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,86 \cdot 0,958} = 27,97 \text{ А};$

$$I_{3 \max} = \frac{320}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,96} = 22,37 \text{ А}.$$

Ток для ячеек отходящих линий к электрическим печам

$$I_{4-7 \max} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi},$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность печи, кВт; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение печи, кВ; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности печи.

Результаты расчёта: $I_{4 \max} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 144,33 \text{ А};$

$$I_{5 \max} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 97,23 \text{ А}; \quad I_{6 \max} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 90,21 \text{ А};$$

$$I_{7 \max} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 60,77 \text{ А}.$$

Ток для вводных ячеек ЗРУ 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot \frac{25000}{2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010,4 \text{ А}.$$

Секционная ячейка рассчитывается на 50% тока вводной ячейки:

$$I_{\max} = \frac{1010,4}{2} = 505,2 \text{ А}.$$

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 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.} \geq I_{но}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 1010,4 \text{ А}$ $I_{но} = 6,30 \text{ кА}$ $i_y = 17,11 \text{ кА}$ $B_k = 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $I_{отк.} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $1600 \text{ А} > 1010,4 \text{ А}$ $20 \text{ кА} > 6,30 \text{ кА}$ $51 \text{ кА} > 17,11 \text{ кА}$ $1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Секционный выключатель ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.} \geq I_{но}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 505,2 \text{ А}$ $I_{но} = 6,30 \text{ кА}$ $i_y = 17,11 \text{ кА}$ $B_k = 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{отк.} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 505,2 \text{ А}$ $20 \text{ кА} > 6,30 \text{ кА}$ $51 \text{ кА} > 17,11 \text{ кА}$ $1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Выключатели ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2 отходящих[линий к двигателям | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.} \geq I_{но}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 27,97 \text{ А}$ $I_{но} = 6,30 \text{ кА}$ $i_y = 17,11 \text{ кА}$ $B_k = 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{отк.} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 27,97 \text{ А}$ $20 \text{ кА} > 6,30 \text{ кА}$ $51 \text{ кА} > 17,11 \text{ кА}$ $1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |

Продолжение таблицы 7.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|--|--|--|---|
| Выключатель ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2 отходящих линий к ТП-1 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.} \geq I_{но}$ $i_{дин} \geq i_y$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 80,8 \text{ А}$ $I_{но} = 6,30 \text{ кА}$ $i_y = 17,11 \text{ кА}$ $B_k = 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{отк.в} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 80,8 \text{ А}$ $20 \text{ кА} > 9,20 \text{ кА}$ $51 \text{ кА} > 17,11 \text{ кА}$ $1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Выключатель ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2 отходящих линий к печам | $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{отк.в} \geq I_{но}$ $i_{дин} \geq i_{yд}$ $I_{мс} \cdot t_{мс} \geq B_k$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{макс} = 144,33 \text{ А}$ $I_{но} = 9,20 \text{ кА}$ $i_{yд} = 24,98 \text{ кА}$ $B_k = 67,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{отк.в} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ $630 \text{ А} > 144,33 \text{ А}$ $20 \text{ кА} > 9,20 \text{ кА}$ $51 \text{ кА} > 24,98 \text{ кА}$ $1200 \text{ А}^2 \text{ с} > 58,41 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |
| Ограничитель перенапряжений ОПН-КР/TEL-10УХЛ1 | $U_{ном} \geq U_{сети}$ | $U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$ |

8. РАСЧЁТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

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 $q_э$ рассчитывается с учётом рекомендуемой экономической плотности тока по следующей формуле

$$q_э = \frac{I_{норм}}{J_э}, \quad (8.1)$$

где $J_э$ – экономическая плотность тока, А/мм²; $I_{норм}$ – ток нормального режима ЛЭП.

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

$$I_{норм} = \frac{k_{зн} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.2)$$

где $k_{зн}$ – 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

$$I_{норм} = \frac{0,65 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 85,39 \text{ А}; \quad q_э = \frac{85,39}{1,1} = 77,63 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение $q=95$ мм², которому соответствует допустимое значение тока $I_{дон}=340$ А.

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

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (8.3)$$

где $I_{\max} = \frac{k_n \cdot S_{m.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$; k_n – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

Для рассматриваемого примера $I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$, т.е. указанное неравенство выполняется.

Проверка по условию образования короны сводится к проверке выполнения неравенства $2 q_{\min} \leq q$, где q_{\min} – минимальное допустимое по условию образования короны значение площади поперечного сечения провода (для $U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$ $q_{\min} = 35 \text{ мм}^2$). 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. $i_y=18,85\text{кА}$ меньше 50кА , регламентируемых ПУЭ (табл. 7.1).

С учётом вышеизложенного в качестве провода питающей линии выбираем провод марки АС-95/11, $q=95 \text{ мм}^2$, $d=13,5 \text{ мм}$, $I_{\text{дон}}=340\text{А}$.

8.2. Выбор отходящих линий 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 $J_3=1,4 \text{ А/мм}^2$ и с учётом коэффициента фактической загрузки трансформаторов подстанции в нормальном режиме $k_{3n}=0,75$ (табл. 4.6)

по формулам (8.1) и (8.2) рассчитываются значения тока линии в нормальном режиме и площадь поперечного сечения жил кабеля

$$I_{норм} = \frac{0,75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,35 \text{ А}; \quad q_{э} = \frac{43,35}{1,4} = 30,96 \text{ мм}^2.$$

Предварительно принимается ближайшее стандартное сечение $q=35 \text{ мм}^2$, которому соответствует допустимое значение тока $I_{дон}=70 \text{ А}$.

Далее по условию (8.3) проводится проверка сечения по нагреву, которая для сечения 35 мм^2 даёт отрицательный результат, т.к. расчётное значение максимального тока

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 113,12 \text{ А}$$

больше допустимого значения 70 А . С

учётом этого выбираем ближайшее большее стандартное сечение $q=70 \text{ мм}^2$, которому соответствует $I_{дон}=140 \text{ А}$.

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

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C}. \quad (8.4)$$

Выбранному кабелю соответствует значение тепловой константы $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$, а оценка интеграла Джоуля составляет $B_{к} = 23,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ (табл. 7.1), поэтому расчёт даёт следующий результат

$$q_{min} = \frac{\sqrt{23,22 \cdot 10^6}}{94} = 51,26 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, $q_{min} \leq q$, т.е. для кабеля с сечением жил 70 мм^2 проверка даёт положительный результат. На основании вышеизложенного для линии к ТП №1 выбираем трёхжильный кабель марки АПВВнг(А)-ХЛ с сечением жил 70 мм^2 . Аналогично проводится расчёт для других кабельных линий 10 кВ.

9. УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

9.1. 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 внутривозовского 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 9.1

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 9.2

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 9.3 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 |

9.2. 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 9.4

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (9.1)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Таким образом, в рассматриваемом примере $r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02$ Ом.

Сопротивление проводов определяется следующим образом

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{рас}}}{q}, \quad (9.2)$$

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

$l_{\text{рас}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_{\text{рас}}=2 \cdot l$, при включении в неполную звезду $l_{\text{рас}}=\sqrt{3} \cdot l$, при включении в полную звезду $l_{\text{рас}}=l$, где l – расстояние от трансформаторов тока до приборов, м;

q – сечение соединительных проводов, мм².

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,425 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление нагрузки вторичной обмотки определяется суммой

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (9.3)$$

где $r_{\text{к}}$ – 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 $Z_2 = 0,02 + 0,425 + 0,05 = 0,495$, что меньше $Z_{2\text{ном}}=0,8$ Ом для трансформатора тока ТГФ-110-150/5 т.е. требуемое условие проверки выполняется.

Значения мощности нагрузки трансформатора тока ТОЛ-10 ($Z_{2\text{ном}}=0,6$ Ом) на вводе 10кВ, в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов, приведена по фазам в таблице 10.5.

Таблица 9.5

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 (9.1):

$$r_{\text{приб}} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм^2 , ориентировочная длина $l=5\text{м}$.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{рас}}=l=5\text{м}$.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле (10.2): $r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035$

Ом.

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле (10.3): $Z_2 = 0,08 + 0,035 + 0,05 = 0,165$ Ом.

Таким образом, условие проверки ($Z_2 < Z_{2\text{ном}}$) выполняется.

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 ($Z_{2\text{ном}}=0,6\text{Ом}$) секционного выключателя 10кВ в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов приведена в таблице 9.6.

Таблица 9.6

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 (9.1):

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4мм^2 , ориентировочная длина $l=5\text{м}$.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{рас}}=l=5\text{м}$.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле по (9.2):

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по (9.3):

$$Z_2 = 0,02 + 0,035 + 0,05 = 0,105 \text{ Ом.}$$

Таким образом, условие проверки ($Z_2 < Z_{2 \text{ ном}}$) выполняется.

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10 ($Z_{2 \text{ ном}}=0,6 \text{ Ом}$) на отходящих линиях 10кВ в соответствии со схемой включения и каталожными данными приборов приведена в таблице 9.7.

Таблица 9.7

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):

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 , ориентировочная длина $l=5 \text{ м}$.

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{рас}}=l=5 \text{ м}$.

Сопротивление проводов вычисляем по формуле (10.2): $r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035$

Ом.

Общее сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле (10.3): $Z_2 = 0,06 + 0,035 + 0,05 = 0,145 \text{ Ом}$.

Условие проверки $Z_2 < Z_{2 \text{ ном}}$ выполняется.

9.3. Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке

На стороне 10кВ выбираем трансформатор напряжения НТМИ- 10У3, $U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$, $S_{2 \text{ ном}}=75\text{ВА}$ в классе точности 0,5. Перечень необходимых измерительных приборов принимаем по таблице 10.1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется формулой

$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}$. Расчёт даёт следующее значение

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{10,5^2 + 14,72^2} = 18,08 \text{ ВА.}$$

Трансформатор напряжения имеет мощность 75 ВА, что больше $S_{2\Sigma}=18,08$ 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 $2,5\text{мм}^2$ 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.

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ по дисциплине «Электроснабжение»

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 ГПП 110/10 кВ;*
 - *расчёт токов коротких замыканий;*
 - *выбор и расчёт 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 _____ И.В. Ковязина

(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Чайковский филиал

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине «Электроснабжение»

студента _____ Фамилия, имя, отчество

Направление подготовки: 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроснабжение

Тема курсовой работы

Разработка системы электроснабжения... (далее название объекта)

Руководитель курсовой работы

ст. преподаватель Ковязина И.В

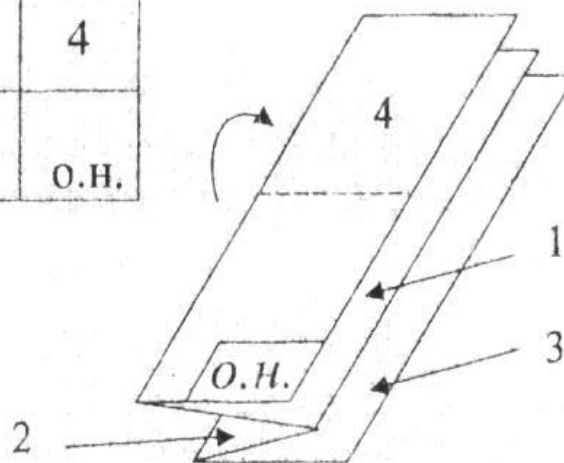
г. Чайковский -2022

Основная надпись чертежа

| | | | | | | | | |
|-----------------|--------------------|-----------------|--------------|-------------|---|----------------------------|---------------|----------------|
| | | | | | ЧФ.13.03.02. 4. 01. Э3 | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> | <i>Электроснабжение машиностроительного предприятия</i> | <i>Лит.</i> | <i>Масса</i> | <i>Масштаб</i> |
| <i>Разраб.</i> | <i>Иванов ИИ</i> | | | | | | | 1:1 |
| <i>Проб.</i> | <i>Ковязина ИВ</i> | | | | | | | |
| <i>Т.контр.</i> | | | | | | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> | 1 |
| <i>Н.контр.</i> | | | | | <i>Схема однолинейная</i> | <i>ЧФ ПНИПУ ЭС 198</i> | | |
| <i>Утв.</i> | | | | | | | | |

Порядок подготовки чертежа к хранению

| | | | |
|----|---|---|------|
| А4 | | | 4 |
| 3 | 2 | 1 | О.Н. |



ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ

ВАРИАНТ 1. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА

Электрические нагрузки сети 0,4 кВ ремонтно-механического цеха

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ПОТРЕБИТЕЛИ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА

| Наименование оборудования | Кв | Мощ- ность кВт | Количество потребителей, шт. | | | | | | | | | | |
|---|-----|----------------------|------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|
| | | | Номер варианта | | | | | | | | | | |
| | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
| Заготовительно-сварочное отделение | | | | | | | | | | | | | |
| Пресс двухкровошипный | 0,6 | 20 | 3 | 4 | 5 | 4 | 5 | 3 | 3 | 4 | 5 | 4 | |
| Ножницы высечные | 0,6 | 5,6 | 4 | 3 | 3 | 4 | 3 | 4 | 4 | 3 | 2 | 3 | |
| Пресс правильный | 0,4 | 14,0 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 | 5 | 5 | 3 | 3 | 3 | |
| Вертикально-сверлильный станок | 0,4 | 6,0 | 4 | 5 | 5 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 5 | |
| Станок трубонарезный | 0,6 | 7,0 | 2 | 3 | 1 | 3 | 4 | 3 | 2 | 5 | 1 | 4 | |
| Пресс-ножницы комбинированные | 0,6 | 45 | 4 | 3 | 4 | 2 | 4 | 5 | 3 | 4 | 4 | 2 | |
| Станок обдирочно-точильный | 0,4 | 7,0 | 3 | 4 | 3 | 4 | 4 | 4 | 5 | 4 | 5 | 5 | |
| Сварочный преобразователь | 0,4 | 14,0 | 4 | 3 | 5 | 2 | 4 | 4 | 3 | 2 | 3 | 3 | |
| Трансформатор сварочный | 0,6 | 25,0 | 3 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 4 | 3 | 2 | 3 | |
| Машина электросварочная шовная | 0,6 | 50,0 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | |
| Машина электросварочная точечная | 0,4 | 90,0 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | |

| | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----|------|---|---|---|---|---|----|---|---|---|---|
| Машина электросварочная стыковочная | 0,4 | 25,0 | 3 | 2 | 3 | 2 | 3 | 2 | 3 | 2 | 3 | 2 |
| Вентилятор | 1 | 7,0 | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | 5 | 2 | 4 | 3 | 4 |
| Кран мостовой электрический | 0,4 | 30,0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Площадь отделения 1250 м ² | | | | | | | | | | | | |
| Механосборочное отделение | | | | | | | | | | | | |
| Карусельный станок одностоечный | 0,6 | 28,0 | 2 | 3 | 2 | 3 | 2 | 4 | 3 | 2 | 4 | 3 |
| Зубо-фрезерный станок | 0,6 | 4,0 | 3 | 4 | 5 | 4 | 5 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Вертикально-фрезерный станок | 0,6 | 4,5 | 5 | 5 | 4 | 6 | 5 | 7 | 6 | 7 | 5 | 4 |
| То же | 0,4 | 2,8 | 6 | 5 | 7 | 4 | 8 | 10 | 7 | 8 | 9 | 6 |
| Горизонтально-фрезерный станок | 0,4 | 5,6 | 4 | 6 | 7 | 8 | 4 | 3 | 4 | 5 | 7 | 8 |
| Поперечно-строгальный станок | 0,4 | 3,2 | 5 | 7 | 4 | 3 | 3 | 4 | 6 | 5 | 4 | 4 |

| № п/п | Наименование оборудования | | Мощ- ность, кВт | Количество потребителей, шт. | | | | | | | | | |
|----------|---------------------------------------|-----|-----------------------|------------------------------|---|---|----|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Номер варианта | | | | | | | | | |
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 21 | Токарно-винторезный станок | 0,6 | 8,0 | 4 | 3 | 3 | 4 | 3 | 5 | 4 | 6 | 7 | 8 |
| 22 | То же | 0,6 | 4,5 | 5 | 6 | 8 | 10 | 9 | 7 | 8 | 9 | 8 | 9 |
| 23 | Токарный многорезцовый автомат | 0,4 | 7,0 | 4 | 5 | 4 | 7 | 6 | 4 | 6 | 5 | 4 | 3 |
| 24 | Радиально-сверлильный станок | 0,4 | 7 | 4 | 3 | 5 | 2 | 4 | 3 | 5 | 2 | 4 | 3 |
| 25 | Вентилятор | 1 | 4,5 | 5 | 6 | 4 | 5 | 4 | 5 | 5 | 3 | 4 | 5 |
| 26 | Кран-балка | 0,4 | 7,3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 27 | Таль электрическая | 0,4 | 1,7 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| | Площадь отделения 650 м ² | | | | | | | | | | | | |
| | Кузнечно-термическое отделение | | | | | | | | | | | | |
| 28 | Электропечь сопротивления шахтная | 1 | 60 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 |
| 29 | То же | 1 | 25 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 30 | Электропечь сопротивления камерная | 1 | 24 | 2 | 3 | 2 | 3 | 3 | 4 | 1 | 2 | 1 | 3 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|----|-------------------------------------|-----|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 31 | То же | 1 | 50 | 2 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| 32 | То же | 1 | 30 | | | | | | | | | | |
| 33 | Электродпечь сопротивления | 1 | 75 | 3 | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 2 |
| 34 | Молот пневматический ковочный | 0,6 | 55 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 35 | Вентилятор | 1 | 14,0 | 4 | 3 | 4 | 2 | 5 | 4 | 3 | 2 | 3 | 4 |
| 36 | Таль электрическая | 0,4 | 2,8 | 2 | 2 | 3 | 2 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | 3 |
| | Площадь отделения 500м ² | | | | | | | | | | | | |

Таблица Электрические нагрузки сети 0,4 кВ цехов предприятия

| № | Цех | $P_{уст},$ $кВт$ | k_c | $cos\varphi$ | X | У | Пло- щадь, м ² | ширина *длина м |
|----|-------------------------------------|---------------------|-------|--------------|-----|-----|------------------------------|--------------------|
| 1 | Цех цветного литья | 7000 | 0,85 | 0,85 | 10 | 350 | 1000 | 50*20 |
| 2 | Сборочный цех 1 | 6500 | 0,85 | 0,85 | 230 | 350 | 1000 | 50*20 |
| 3 | Прессовый цех | 6300 | 0,7 | 0,75 | 200 | 60 | 1000 | 50*20 |
| 4 | Цех металлопокрытий | 2100 | 0,7 | 0,75 | 150 | 120 | 1000 | 50*20 |
| 5 | Цех алюминирования | 3600 | 0,7 | 0,75 | 320 | 350 | 2000 | 100*20 |
| 6 | РМЦ | | | | 100 | 350 | 2400 | 60*40 |
| 7 | Инструментально- штамповый цех | 3500 | 0,7 | 0,75 | 270 | 10 | 2500 | 50*50 |
| 8 | складской комплекс | 524 | 0,5 | 0,75 | 140 | 240 | 3200 | 80*40 |
| 9 | Цех лакокрасочных покрытий | 850 | 0,5 | 0,7 | 140 | 180 | 3200 | 80*40 |
| 10 | административно- бытовой корпус | 150 | 0,4 | 0,8 | 10 | 180 | 1800 | 60*30 |
| 11 | Насосная станция подь- ёма | 400 | 0,63 | 0,8 | 10 | 240 | 1200 | 60*20 |
| 12 | Скважина | 33 | 0,73 | 0,8 | 270 | 240 | 800 | 40*20 |
| 13 | Сборочный цех 2 | 4000 | 0,85 | 0,85 | 10 | 10 | 10000 | 100*100 |
| 14 | лабораторный корпус | 150 | 0,33 | 0,75 | 150 | 70 | 1000 | 50*20 |
| 15 | Компрессорная | 424 | 0,78 | 0,75 | 150 | 10 | 600 | 30*20 |
| 16 | Насосная станция с во- дозабором | 450 | 0,33 | 0,8 | 270 | 80 | 1000 | 50*20 |
| 17 | Электротехнический цех | 300 | 0,25 | 0,6 | 420 | 10 | 1200 | 40*30 |
| 18 | Котельная | 200 | 0,8 | 0,6 | 420 | 70 | 600 | 30*20 |
| 19 | Автотранспортный цех | 60 | 0,25 | 0,6 | 400 | 120 | 800 | 40*20 |
| 20 | Скважина 2 | 40 | 0,73 | 0,8 | 450 | 180 | 400 | 20*20 |
| 21 | литейный цех | 6000 | 0,75 | 0,8 | 380 | 270 | 3500 | 50*70 |

Высоковольтные электрические нагрузки (10кВ)

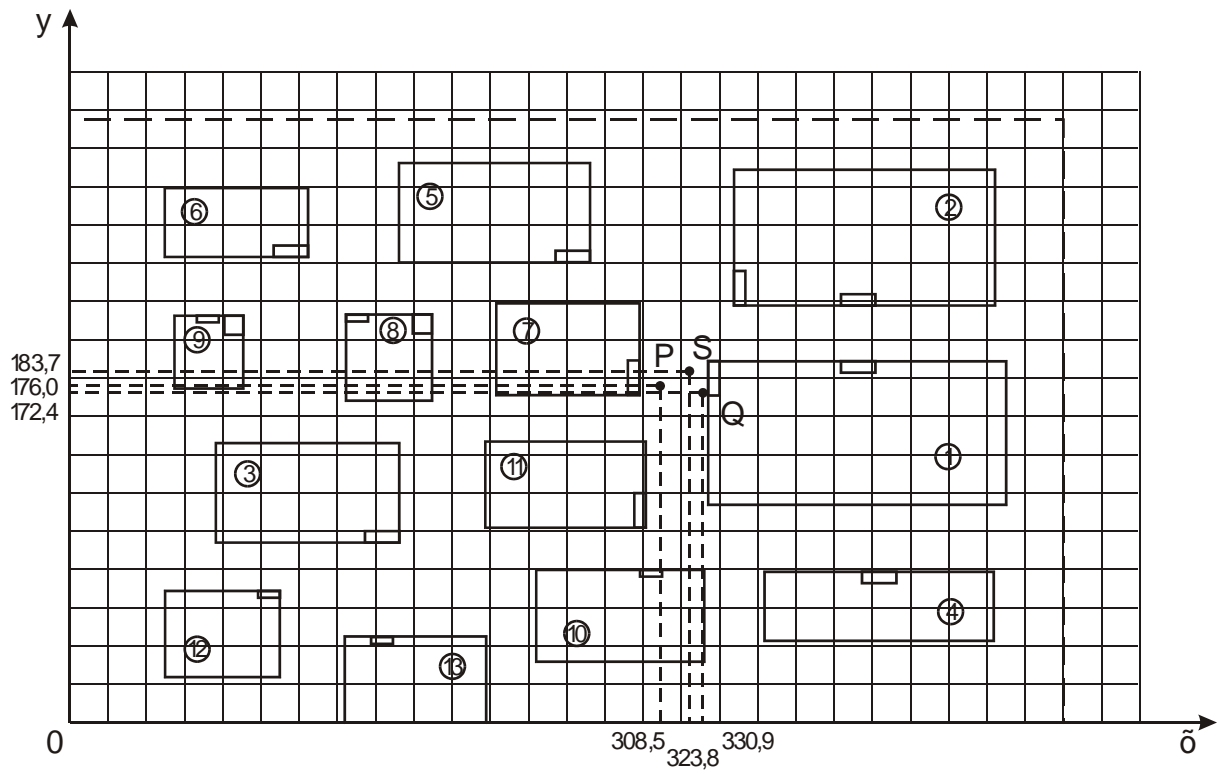
| Наименование цехов и групп электроприёмников | P _н , кВт | K _с | cosφ | tgφ | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА |
|---|----------------------|----------------|------|------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| <u>Насосная станция подъёма</u> | | | | | | | |
| 1. Насосы n×320 кВт | n×320 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | | | |
| <u>Компрессорная</u> | | | | | | | |
| 1. Возд. компрессоры n1×400 кВт | n1×320 | 0,75 | 0,86 | 0,59 | | | |
| Всего двигатели: | | - | - | - | | | |
| <u>Цех цветного литья</u> | | | | | | | |
| 6. <u>Печь ИСТ-1/0,8Н1 с печным трансформатором ЭТМПС-1000/10</u> | N2x850 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | | | |
| 7. <u>Печь ИСТ-2,5/1,6М4 с печным Трансформатором ЭТМПС-1600/10</u> | N3x1500 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | | | |
| 8. <u>Печь ДСП-1,5 с печным трансформатором ЭТМП-1250/10</u> | N4x1250 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | | | |
| <u>Всего по цеху:</u> | | - | - | - | | | |
| <u>Итого нагрузка 10 кВ:</u> | | - | - | - | | | |

Условия на присоединение предприятия к энергосистеме

| | |
|---|--------------------------|
| Источник питания | Разные секции шин РПП |
| Напряжение источника питания | 110 кВ |
| Питающие линии | Две воздушные ЛЭП |
| Расстояние от источника питания | 14,6 км |
| Мощность кз на шинах источника питания | 4100 мВА |
| Предельно допустимое потребление реактивной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы | <i>tgφ = 0.38</i> |
| Удельное сопротивление грунта | P=109 Ом*м |

Схематический план объекта электроснабжения (рисуем свой. ЭТО ПРИМЕР)

(позицию 10 исключить)



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ. дата введения 01.07.2013
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.