

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

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

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

«Электроснабжение промышленных предприятий»

для специальности:
140211 – «Электроснабжение»

Составитель: Н.В. Савина

Благовещенск
2007 г.

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

Н.В. Савина

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» для студентов очной, заочной и сокращенной заочной форм обучения специальности 140211 – «Электроснабжение». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007, 235 с.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи профессорско-преподавательскому составу и студентам очной, заочной и сокращенной заочной форм обучения по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» специальности 140211 – «Электроснабжение» в формировании специальных знаний в области проектирования низковольтного электроснабжения, в принципах построения цеховых сетей и их конструктивного исполнения, выбора элементов низковольтных сетей, расчета токов коротких замыканий в системах электроснабжения напряжением до 1 кВ, а также пуска и самозапуска электродвигателей.

© Амурский государственный университет, 2007

© Н.В. Савина

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|-----|
| 1. Рабочая программа дисциплины | 4 |
| 1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе | 5 |
| 1.1.1. Цель преподавания дисциплины..... | 5 |
| 1.1.2. Задачи изучения дисциплины..... | 5 |
| 1.1.3. Перечень дисциплин с указанием разделов (тем), усвоение которых необходимо при изучении данной дисциплины..... | 6 |
| 1.2. Содержание дисциплины..... | 7 |
| 1.2.1. Федеральный компонент..... | 7 |
| 1.2.2. Наименование тем, их содержание и объем в часах | 7 |
| 1.2.3. Практические занятия, их наименования и объем в часах | 11 |
| 1.2.4. Лабораторные занятия, их наименования и объем в часах | 11 |
| 1.2.5. Самостоятельная работа студентов. | 12 |
| 1.2.6. Формы контроля знаний студентов. | 12 |
| 1.2.7. Вопросы к экзаменам и зачетам. | 13 |
| 1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине. | 15 |
| 1.3.1. Литература..... | 15 |
| 1.3.2. Периодические издания (профессиональные журналы)..... | 16 |
| 1.3.3. Информационное обеспечение дисциплины | 17 |
| 1.3.4. Перечень наглядных и других пособий..... | 17 |
| 1.3.5. Программы для ПЭВМ..... | 17 |
| 1.3.6. Методические пособия..... | 17 |
| 2. Краткий конспект лекций..... | 19 |
| 2.1. Методические указания по проведению лекций | 19 |
| 2.2. Краткий конспект лекций | 21 |
| 3. Практические занятия..... | 48 |
| 3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий | 48 |
| 3.2. Методические указания по проведению практических занятий | 50 |
| 4. Лабораторные занятия | 98 |
| 4.1. Методические рекомендации по проведению лабораторных занятий | 98 |
| 4.2. Методические указания по проведению лабораторных занятий..... | 99 |
| 5. Курсовое проектирование | 149 |
| 5.1. Методические указания по выполнению курсового проекта | 149 |
| 5.2. Пример выполнения курсового проекта | 151 |
| 6. Самостоятельная работа студентов..... | 190 |
| 6.1. График самостоятельной работы студентов..... | 190 |
| 6.2. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ... 191 | |
| 6.3. Комплекты домашних заданий, контрольных работ. | 209 |
| 7. Перечень программных продуктов, используемых студентами при изучении данной дисциплины | 213 |
| 8. Методические указания по применению современных информационных технологий | 213 |
| 9. Контроль качества образования | 216 |
| 9.1. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов. | 216 |
| 9.2. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний | 219 |
| 9.3. Экзаменационный контроль..... | 231 |
| 10. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава..... | 233 |
| 11. Список использованных источников | 233 |

1. Рабочая программа дисциплины

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий»

для специальности:

140211 – «Электроснабжение»

| Курс 4 | Очное обучение | | Заочное обучение | | Сокращенное обучение | |
|------------------------|----------------|----|------------------|----|----------------------|----|
| | 8 | 9 | 10 | 11 | 6 | 7 |
| Семестр | 8 | 9 | 10 | 11 | 6 | 7 |
| Лекции (час) | 45 | | 16 | | 14 | |
| Практические занятия | 15 | | 8 | | 6 | 2 |
| Лабораторные работы | 15 | | 6 | | 4 | |
| Самостоятельная работа | 20 | | 65 | | 69 | |
| Экзамен | * | | * | | * | |
| Курсовой проект | | 40 | | 40 | | 40 |
| ВСЕГО часов | 135 | | 135 | | 135 | |

Рабочая программа составлена на основании *Государственного образовательного стандарта ВПО по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА и типовых программ по специальности 140211.*

Составитель: Савина Н.В.

2006 г.

1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

1.1.1. Цель преподавания дисциплины.

Предметом изучения дисциплины «Электроснабжение промышленных предприятий» являются система электроснабжения промышленных предприятий. Акцент делается на низковольтное электроснабжение и специальные вопросы электроснабжения. Дисциплина является логическим продолжением дисциплины «Системы электроснабжения».

Целью изучения дисциплины является изучение принципов построения цеховых электрических сетей, формирование компетентного подхода к проектированию схем электроснабжения промпредприятий, анализ вопросов электроснабжения в эксплуатации, глубокое изучение на основе системного анализа специальных глав электроснабжения, наиболее актуальных в настоящее время.

1.1.2. Задачи изучения дисциплины.

Задачей изучения дисциплины является подготовка инженеров к проектированию и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий.

В результате изучения дисциплины студенты должны знать:

- современные методы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий;
- схемы низковольтного электроснабжения;
- конструктивное исполнение элементов низковольтной сети;
- выбор и проверку сечений проводников, коммутационно-защитных аппаратов напряжением до 1000 В;
- пуск и самозапуск электродвигателей;
- режимы работы нейтралей;
- перегрузочную способность элементов схем электроснабжения.

Уметь:

- выбирать схемы низковольтной электрической сети;

- рассчитывать токи коротких замыканий в сетях до 1000 В;
- выбирать кабели, провода, шинопроводы, электропроводку;
- выбирать коммутационно-защитную аппаратуру с обеспечением селективности ее работы;
- определять длительность пуска и выбирать схемы пуска электродвигателей;
- решать вопросы самозапуска электродвигателей;
- выбирать режимы работы нейтрали;
- осуществлять компенсацию емкостных токов замыкания на землю;
- определять в послеаварийных и ремонтных режимах допустимые перегрузки элементов схемы электроснабжения.

Иметь навыки: в анализе схем электроснабжения промышленных предприятий; в проектировании низковольтного электроснабжения; в оценке возможности пуска и самозапуска электродвигателей.

1.1.3. Перечень дисциплин с указанием разделов (тем), усвоение которых необходимо при изучении данной дисциплины.

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по теоретическим основам электротехники, физики и математике, электроэнергетике и др., и на их основе формируются задачи изучения данного курса – получение студентами знаний: проектирования и эксплуатации систем электроснабжения, изучение методов расчета электрических нагрузок.

Математика: алгебра, решение систем алгебраических уравнений, дифференциальные и интегральные исчисления, графы, теория функций комплексного переменного, вероятность и статистика.

Физика: электричество и магнетизм, явления сверхпроводимости, полупроводники, принципы неопределенности.

Теоретические основы электротехники: уравнения электромагнитного поля, законы электрических цепей; трехфазные цепи; теория

электромагнитного поля, поверхностный эффект и эффект близость; электромагнитное экранирование.

Электромеханика: типы электрических машин, трансформаторы, автотрансформаторы, их режимы работы, конструкции.

Электроэнергетика: основные сведения об электроэнергетических системах, системах электроснабжения, методах расчетов установившихся режимов.

Электропитающие системы и электрические сети: основы проектирования электрических сетей.

1.2. Содержание дисциплины

1.2.1. Федеральный компонент

Дисциплина включена в цикл «Дисциплины специализаций» и предусматривает глубокое изучение и развитие ряда вопросов дисциплины СД.07 «Системы электроснабжения».

1.2.2. Наименование тем, их содержание и объем в часах

Тема 1. Введение - 2 часа

Цели и задачи курса. Структура и параметры низковольтного электроснабжения. Основные понятия и определения. Особенности расчета нагрузок в цеховых сетях. Характеристики производственных помещений по условиям окружающей среды, их классификация.

Тема 2. Внутреннее электроснабжение предприятий напряжением до 1 кВ – 4 часа.

Общие принципы построения цеховых сетей. Классификация цеховых сетей по конструктивному исполнению. Схемы цеховых сетей. Выбор напряжения в цеховой сети.

Тема 3. Назначение проводов. Маркировка, способы прокладки. Конструкция и способы прокладки кабельных линий. Токопроводы,

шинопроводы, электропроводки, троллеи. Предохранители и автоматические выключатели – 4 часа.

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

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

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

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

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

Автоматические выключатели. Защитная (времятоковая) характеристика автомата. Тепловой расцепитель и электромагнитная отсечка. Типы, конструкции, характеристика и принцип работы.

Тема 4. Конструктивное исполнение трансформаторных и распределительных подстанций, шкафов, силовых пунктов – 4 часа.

Принципы компоновки трансформаторных подстанций до 1 кВ: безопасное обслуживание оборудования установки; удобное наблюдение за указателями положения выключателей и разъединителей, уровнем масла в трансформаторах и аппаратах; необходимую степень локализации повреждений при нарушении нормальных условий работы установки.

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

Цеховые подстанции: отдельно стоящие на расстоянии от зданий; пристроенные; встроенные; внутрицеховые.

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

Размещение и компоновка цеховых подстанций.

Тема 5. Выбор элементов низковольтной сети – 6 часов.

Выбор сечений проводов и кабелей до 1 кВ с учетом выбора защиты: по условию нагрева длительным током, по соответствию выбранному аппарату защиты. Выбор шинпроводов: по номинальному напряжению и максимальному рабочему току.

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

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

Тема 6. Короткие замыкания в системах электроснабжения до 1 кВ – 4 часа.

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

Сопrotивление элементов схемы замещения в установках до 1 кВ. Учет активного и индуктивного сопротивления при расчете тока КЗ в сетях до 1 кВ.

Особенности расчета токов КЗ от двигателей на напряжение до 1 кВ.

Расчет трехфазных и однофазных токов короткого замыкания в разных точках сети.

Тема 7. Особенности схем низковольтного электроснабжения – 4 часа.

Распределение низковольтных компенсирующих устройств. Цеховые сети в нормальных помещениях, в пожаро – и взрывоопасных помещениях.

Тема 8. Допустимые перегрузки элементов систем электроснабжения – 6 часов.

Допустимые перегрузки ВЛ, КЛ, силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, трансформаторов тока, реакторов, устройств ВЧ-связи.

Тема 9. Режимы работы нейтрали в системах электроснабжения – 4 часа.

Глухозаземленная, изолированная и компенсированная нейтраль, условия работы. Режим работы нейтрали в установках напряжением выше 1 кВ. Режим работы нейтрали в установках напряжением до 1 кВ.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю. Выбор ДГР? принципы его работы, конструктивное исполнение.

Тема 10. Пуск и самозапуск электродвигателей – 5 часов.

Длительность пуска и самозапуска. Способы и схемы пуска высоковольтных и низковольтных двигателей. Самозапуск АД и СД. Определение допустимости несинхронного включения СД. Определение неотключаемой мощности самозапускающихся СД.

1.2.3. Практические занятия, их наименования и объем в часах

Цель практических занятий – научить студентов выбирать и анализировать схемы низковольтного электроснабжения, рассчитывать условия пуска и самозапуска ЭД, определять ток замыкания на землю и выбирать ДГР.

В практических занятиях примеры подбираются в соответствии со спецификой специальности, при этом используются реальные схемы объектов и систем.

По практическим занятиям используются специализированные задачи отдельно для каждой специальности на индивидуальных карточках.

Тематика практических занятий (15 часов)

| № п.п. | Наименование темы | Кол-во часов |
|--------|--|--------------|
| 1 | Выбор элементов цеховой электрической сети | 2 |
| 2 | Расчет токов короткого замыкания | 4 |
| 3 | Разработка схем низковольтных систем электроснабжения и обеспечение их защиты. Карта селективности | 2 |
| 4 | Расчет емкостного тока замыкания на землю. Выбор ДГР | 2 |
| 5 | Пуск и самозапуск ЭД | 4 |
| 6 | Обзор задач по всем темам | 1 |

1.2.4. Лабораторные занятия, их наименования и объем в часах

Целью проведения лабораторных работ является анализ вероятностных характеристик нагрузки узлов, исследование установившихся режимов работы электроэнергетических систем

| № п.п. | Наименование лабораторных работ | Кол-во часов |
|--------|---|--------------|
| 1. | Исследования электрических нагрузок | 2 |
| 2. | Короткие замыкания в низковольтной сети | 2 |
| 3. | Технико-экономический анализ при выборе оптимальной схемы низковольтного электроснабжения | 2 |
| 4. | Конструктивное исполнение элементов низковольтной электрической сети. Изучение их работы | 4 |
| 5. | Исследования работы низковольтных КРУ на базе ЩО-70, КТП | 5 |

1.2.5. Самостоятельная работа студентов.

При изучении дисциплины реализуются следующие формы организации самостоятельной работы студентов:

- аудиторная СРС под руководством и контролем преподавателя с применением методов активного обучения: на лекциях, практических и лабораторных занятиях, контрольные работы и рефераты;

- внеаудиторная СРС под руководством и контролем преподавателя: консультации по разделам дисциплины: защита индивидуальных домашних заданий; деловые игры, оценка качества освоения разделов дисциплины, вынесенных на внеаудиторную СРС без преподавателя;

- подготовка к аудиторным занятиям;

- проработка устного материала, выполнение индивидуальных заданий, написание рефератов, подготовка к деловой игре.

Объем и формы контроля самостоятельной работы отличаются для студентов дневной и заочной форм обучения по разделам дисциплины. Студент допускается к экзамену при условии выполнения всех видов самостоятельной работы, предусмотренных на практических и лабораторных занятиях.

1.2.6. Формы контроля знаний студентов.

Входит контроль – опрос, тестирование, промежуточный контроль

Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- контрольные работы;
- выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой;
- коллоквиумы;
- опрос студентов на практических занятиях;
- опрос во время допуска к проведению лабораторных занятий, защита лабораторных работ;
- тестирование.

Итоговый контроль – экзамен.

1.2.7. Вопросы к экзаменам и зачетам.

1. Характеристика производственных помещений по условиям окружающей среды, их классификация.
2. Выбор напряжения в цеховой электрической сети.
3. Схемы цеховых электрических сетей.
4. Общие принципы построения цеховых сетей. Классификация цеховых сетей по конструктивному исполнению.
5. Шинопроводы (типы и конструкции).
6. Прокладка шинопроводов.
7. Электропроводка.
8. Кабели напряжением до 1 кВ (марки, конструктивное исполнение, область применения).
9. Провода напряжением до 1 кВ.
10. Способы прокладки проводов, кабелей.
11. Распределительные силовые шкафы, пункты, щиты, ящики и щитки.
12. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ.
13. Крановые троллеи.
14. Автоматические выключатели (типы, конструкция, характеристики, принцип работы).
15. Предохранители.
16. Магнитные пускатели.
17. КТП (компоновка, конструкция).
18. Схемы цеховых подстанций.
19. Размещение и компоновка цеховых подстанций.
20. Цеховые сети в нормальных помещениях.
21. Цеховые сети в пожаро- и взрывоопасных помещениях.
22. Выбор сечений проводников.
23. Выбор предохранителей.
24. Выбор автоматических выключателей.
25. Расчет трехфазных токов КЗ в сети до 1 кВ.

26. Расчет токов однофазного КЗ в сети до 1 кВ.
27. Распределение низковольтных компенсирующих устройств в цеховой сети.
28. Избирательность действия предохранителя и автоматического выключателя.
Карта селективности.
29. АВР в низковольтной сети.
30. Технологическая и аварийная броня электроснабжения потребителей электроэнергии.
31. Допустимые перегрузки ВЛ.
32. Допустимые перегрузки КЛ.
33. Допустимые перегрузки электрических аппаратов и силовых трансформаторов.
34. Режимы работы нейтрали электроустановок.
35. Компенсация емкостного тока замыкания на землю. Условия работы сети с компенсированной нейтралью.
36. Определение и нормирование тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.
37. Расчет параметров ДГР и выбор силовых трансформаторов для их подключения к сети.
38. Принципы работы ДГР и их конструктивное исполнение. Выбор места установки ДГР.
39. Длительность пуска и самозапуска ЭД.
40. Способы и схемы пуска высоковольтных ЭД.
41. Способы и схемы пуска низковольтных ЭД.
42. Прямой пуск высоковольтных ЭД.
43. Реакторный пуск ЭД.
44. Пуск низковольтных электродвигателей.
45. Трансформаторный пуск ЭД.
46. Самозапуск АД.
47. Самозапуск СД.
48. Определение допустимости несинхронного включения ЭД.

49. Определение неотключаемой мощности самозапускающихся ЭД.
50. Режим нейтрали в установках до 1000 В.
51. Сети для передвижных ЭП.
52. Механические характеристики ЭД при различных уровнях напряжения.
53. Изменение сопротивления и пускового тока при скольжении.
54. Нагрев ЭД.
55. Пуск ЭД от источника соизмеримой мощности.
56. Особенности схем электроснабжения специфичных ЭП.

1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине.

1.3.1. Литература

Основная литература

1. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: изд-во: «Мастерство» 2002
2. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие – М.: форум: Инфра. – М. 2006.- 480 с.

Дополнительная литература

1. Правила устройства электроустановок. 7 редакция.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. 1995.
3. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках. 1991.
4. Руководящие материалы по проектированию с/х. 1999.
5. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Минпромэнерго. 2005.
6. Электротехнический справочник. Том 3 / под ред. А.И. Попова М.: Изд-во МЭИ. 2002
7. Кудрин Б.И, Электроснабжение промышленных предприятий учебник для вузов. М. Энергоатомиздат. 1995

8. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятия / Под ред. Ю.Г. Барыбина. 1991.
9. А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий.
10. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Круповича. М.: Энергия, 1981.
11. Козлов В.А. Электроснабжение городов. 1988.
12. Справочник: Комплектные электротехнические устройства. М.: Энергоатомиздат, 1991.
13. В.А.Козлов. Городские распределительные электрические сети. - Л.: Энергоиздат, 1982.
14. Б.Ю. Липкин. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Высшая школа, 1990.
15. Ю.А.Фокин. Схемы городских электрических сетей - М.: МЭИ, 1989.
16. Б.Н.Кудрин. Электроснабжение промышленных предприятий-М.: Энергоатомиздат, 1985.
17. В.А.Козлов. Электроснабжение городов- Л.: Энергоиздат, 1988.

1.3.2. Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика
4. Вестник МЭИ
5. Известия вузов «Энергетика»
6. Новости электротехники
7. Электричество
8. Электрические станции
9. Известия РАН
10. Энергетика

1.3.3. Информационное обеспечение дисциплины

1. Центральное Диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России
<http://www.cdu.elektra.ru/>
2. Служба РЗ и А ЦДУ ЕЭС России <http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока) <http://www.oduv.ru/>
4. ОАО "АМУРЭНЕРГО" <http://www.ae.amur.ru/>
5. ОАО "ДАЛЬЭНЕРГО" <http://www.dalenergo.org/>
6. ОАО "ЗЕЙСКАЯ ГЭС" <http://www.rao-ees.ru/zges/>
7. ФОРЭМ <http://www.cdrforem.ru/>

1.3.4. Перечень наглядных и других пособий.

1. Слайды к медиапроектору
2. Типовые схемы РУ подстанций и станций, схемы электроснабжения предприятий и городов.
3. Тренажер электроэнергетической системы.

1.3.5. Программы для ПЭВМ

1. Учебные программные комплексы, разработанные кафедрой энергетики: "CURSE", "CURS PM", "ZAPUSK", "KRNET", "Расчет эл.сети".
3. Пакет автоматизации математических расчетов MathCAD
4. Графический редактор «VISIO».

1.3.6. Методические пособия

1. Ю.В. Мясоедов, Н.В.Савина, А.Н.Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
2. Мохов В.Б., Бирило И.А. Методические указания к курсовому проектированию. «Районная электрическая сеть» – Благовещенск, 1993г.

1.4. Учебно-методическая карта дисциплины

Таблица 1.

| Номер лекции | Номер темы | Вопросы, изучаемые на лекции | Занятия практич./лаборат. | Используемые нагляд. и метод. пособия | Самостоятельная работа студентов | | Формы контроля |
|--------------|------------|------------------------------|---------------------------|--|--|------|--|
| | | | | | содерж. | часы | |
| 1 | 1 | 1 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 6 | Блиц-опрос на лекции |
| 2,3 | 2 | 2 | 1/1 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 4 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 4,5 | 3 | 3 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 4 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 6,7 | 4 | 4 | 2,3/2 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 8-10 | 5 | 5 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 11,12 | 6 | 6 | 3,4/3,4 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 13,14 | 7 | 7 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 4 | Блиц-опрос на лекции |
| 15-18 | 8 | 8 | 5/4,5 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | | |
| 19,20 | 9 | 9 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | | |
| 21-23 | 10 | 10 | 5/5,6 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | | |

2. Краткий конспект лекций

2.1. Методические указания по проведению лекций

Лекционный курс по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» - направлен на формирование у студентов специальных знаний в области систем электроснабжения промышленных предприятий. Акцент делается на низковольтное электроснабжение и специальные вопросы электроснабжения. Дисциплина является логическим продолжением дисциплины «Системы электроснабжения».

Целью данного раздела является оказание методической помощи в оптимальном распределении теоретического материала между лекциями, а также между аудиторными занятиями и самостоятельной работой по изучению дисциплины. Кроме того, будет осуществлена систематизация излагаемого материала. Целью лекционного курса является изучение принципов построения цеховых электрических сетей, формирование компетентного подхода к проектированию схем электроснабжения промпредприятий, анализ вопросов электроснабжения в эксплуатации, глубокое изучение на основе системного анализа специальных глав электроснабжения, наиболее актуальных в настоящее время. Лекцию нужно строить таким образом, чтобы осуществлять сквозную подготовку студентов, активизировать работу аудитории, поддерживать интерес к излагаемому материалу, развивать инженерное мышление у студентов. Методически лекция должна быть направлена на усвоение студентами излагаемого материала и меть эмоциональную окраску. Материал целесообразно излагать в доступной форме, приводя примеры из реальной жизни как в части эксплуатации, так и проектирования или развития систем, выделяя при этом наиболее насущные проблемы по рассматриваемой тематике общероссийской и региона.

Поставив задачи, которые будут решаться на лекции, преподаватель должен методически подвести аудиторию к их решению, играя при этом роль лидера. Тем самым у студентов развиваются способности логически мыслить и генерировать идеи. Для максимального усвоения материала целесообразно

задействовать зрительную, слуховую и моторную память студентов. Для каждой лекции должна быть подготовлена презентация, включающая название лекции, цель и задачи, решаемые на лекции, план лекции, основные теоретические материалы, содержащие математические выкладки, рисунки, схемы, выводы. Презентацию не нужно загромождать текстом, справочным материалом. В ходе лекции необходимо, опираясь на физическую сущность рассматриваемой задачи или процесса, показать основные теоретические выкладки и довести теоретический материал до инженерных решений и их технической реализации, показать область их применения.

Целесообразно, в процессе лекции использовать передовые образовательные технологии, например, методы активизации обучения, информационные технологии. Технические средства, используемые на лекции: медиапроектор, экран, ноутбук, проектоскоп.

Предлагается следующая структура построения лекции:

- тема;
- цель и задачи;
- план;
- фронтальный блиц-опрос (3-5 минут);
- вступление;
- изложение основного материала;
- закрепление;
- разделы, выносимые на самостоятельную проработку;
- выводы.

Блиц-опрос должен периодически чередоваться с самостоятельной работой (10-15 минут), проводимой в конце лекции.

При выдаче задания на самостоятельную проработку необходимо назвать учебники предложить найти дополнительные источники, в т.ч. и электронные, помимо указанных в рабочей программе.

Выводы должны быть краткими, но емкими и содержать основную мысль, которую лектор хотел донести до аудитории.

2.2. Краткий конспект лекций

Лекция 1.

Введение.

Структура и параметры низковольтного электроснабжения.

Структурно низковольтные системы электроснабжения состоят из шин РУ НН цеховых трансформаторных подстанций, как правило, комплектных (КТП), электрической проводки, распределительных шкафов, щитов, силовых пунктов, электропроводки, соединяющей их с электроприводом электроприемника. Параметры системы электроснабжения делятся на параметры схемы и параметры режима.

Вводятся новые понятия.

Распределительный пункт напряжением до 1 кВ называют силовым пунктом.

Распределительным щитом называют распределительное устройство до 1 кВ, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.

Станция управления – комплектное устройство до 1 кВ, предназначенное для дистанционного управления электроустановками или их частями с автоматизированным выполнением функций управления.

Конструктивно станция управления представляет собой блок, панель, шкаф, щит.

Блок управления – станция управления, все элементы которой монтируют на одном каркасе.

Щит управления – сборка из нескольких панелей или блоков на объемном каркасе.

Шкаф управления – станция управления, защищенная со всех сторон, т.о., что при закрытых дверях и крышках исключается доступ к токоведущим частям.

Особенности расчета электрических нагрузок в цеховых сетях.

В цеховых сетях используется метод определения электрических нагрузок с помощью коэффициента расчетной нагрузки. Однако при использовании

данного метода деления ЭП на характерные категории осуществляется по способу присоединения к электрической сети, а также использование других коэффициентов расчетной нагрузки. Отсюда, прежде чем считать низковольтную нагрузку необходимо иметь вариант схемы низковольтной сети.

Далее приводится характеристика помещений по условиям среды и дается их классификация.

Лекция 2.

Общие принципы построения схем цеховых сетей.

Классификация цеховых сетей.

Основным назначением сети напряжением до 1 кВ является распределение электроэнергии внутри цехов и непосредственное питание ЭП.

Общие принципы построения цеховой сети:

- сокращение длины;
- универсальность;
- гибкость;
- принцип равной надежности;
- исключение перегрева проводов;
- простота схем и конструкций.

Электрические сети до 1 кВ различаются по конструкции применяемых проводников, способами их изоляции и прокладки.

По способам изоляции сети делятся на две группы: неизолированные и изолированные проводники.

Сети, выполненные изолированными проводниками, называют электропроводками.

Классификация сетей по конструктивным группам:

Неизолированные проводники делятся на ВЛ и шинопроводы, которые делятся на открытые, закрытые, защищенные и пыленепроницаемые.

Изолированные провода делятся на кабельные линии и электропроводки.

Кабельные линии делятся на открытые, в кабельных сооружениях, скрытые.

Электропроводки разделяют на открытые внутри помещений, наружные, скрытые внутри зданий.

Дается их характеристика.

ВЛ до 1 кВ на промышленных предприятиях применяются в основном для наружного освещения.

Наибольшее распространение получили кабельные линии.

Лекция 3.

Схемы цеховых сетей.

При построении цеховых сетей применяют магистральные, радиальные и смешанные схемы. При построении схемы исходят из того, что надежность электроснабжения не должна уступать надежности работы технологического оборудования. Отсюда нет смысла питать один электродвигатель технологического агрегата по двум взаиморезервирующим линиям.

Магистральные схемы широко применяются для питания отдельных электроприемников одного технологического агрегата, а также для питания большого числа сравнительно мелких ЭП, не связанных единым технологическим процессом и распределенных относительно равномерно по площади цеха. Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита.

В этом случае возможно применение схем блок трансформатор-магистраль, к которой через автоматические выключатели подключают ответвления. Магистральную схему выполняют шинпроводами, в настоящее время используют модульные схемы.

Радиальные схемы характеризуются тем, что от КТП отходят линии, непосредственно питающие мощные ЭП или распределительные пункты, шкафы, от которых отдельными линиями запитаны более мелкие ЭП. Радиальные схемы применяют в тех случаях, когда в цехах установлены

стационарно относительно мощные ЭП или ЭП настолько удалены, что магистраль становится нецелесообразной.

Достоинство радиальной схемы по сравнению с магистральной заключается в более высокой надежности и удобстве эксплуатации. Однако, они более дорогие.

В чистом виде магистральные и радиальные схемы применяются редко. Наибольшее распространение получили смешанные схемы, сочетающие фрагменты магистральных и радиальных схем.

Рассматриваются условия выбора той или иной схемы цеховой сети, исходя из условий окружающей среды.

В цеховой сети применяется напряжение 380 В или 660 В. Его выбор обусловлен напряжением ЭП.

Лекция 4.

Шинопроводы.

Назначение шинопроводов. Диапазон мощностей и длин, при которых их можно применять. Исполнения шинопроводов. Типы шинопроводов. Маркировка шинопроводов. Конструктивное исполнение.

По своему назначению шинопроводы делятся на магистральные переменного тока серии ШМА и постоянного тока – ШМАД. Они предназначены для присоединения к ним распределительных шинопроводов, силовых распределительных шкафов, щитов и отдельных мощных ЭП.

Распределительные шинопроводы серии ШРА для присоединения к ним ЭП, троллейные серии ШТА и ШТМ – для питания передвижных ЭП, осветительные серии ШОС – для питания светильников.

Выпускают магистральные шинопроводы марок ШМА-16, ШМА-73, ШМА- 68Н, ШМА-73П и др. Дается их характеристика и сравнительный анализ.

Распределительные шинопроводы марок ШРА-74, ШРА-73 В, ШРА-73, ШРМ-75 и др. используются в цеховых сетях. Проводится их сравнительный анализ.

Шинопроводы разных серий и типов комплектуются из отдельных секций различной конфигурации и назначения.

Секции могут быть прямые, угловые, вводные, ответвительные, компенсационные, переходные, Длины секций унифицированы и кратны 770 мм.

Троллейные шинопроводы серии ШТА выполняются с троллеями из алюминиевого сплава, серии ШТМ – с медными шинами.

Осветительные шинопроводы выпускаются серий ШОС-67, ШОС-73, ШОС-73А.

В качестве проводников используют медные и изолированные провода (ШОС-67), медные шины (ШОС-73) и алюминиевые шины (ШОС-73А).

Лекция 5.

Кабели низковольтные и провода.

Назначения кабеля, изоляция жил кабеля. Маркировка. Способы прокладки. Конструктивное исполнение. Электропроводки. Область применения. Маркировка проводов, способы прокладки.

При маркировке кабелей и проводов приняты следующие обозначения. Вначале маркировки указывается буква А, если жилы алюминиевые и отсутствует буква, если жилы медные. Аналогично бумажная изоляция для кабелей не обозначается, другие виды изоляции обозначаются: резиновая – Р, поливинилхлоридная – В, полиэтиленовая – П и т.д.

Оболочка кабеля маркируется так: С- свинец, А – алюминий, В – полихлорвинил, Н – найрит и т.д.

Если в марке кабеля стоит буква Г, то это значит, что оболочка или защитная броня являются голыми; если в марке провода стоит буква Г, то провод является гибким.

Бронированные кабели с ленточной броней имеют маркировку буквой Б, с проволочной броней – П.

Примеры марок кабелей: ААВГ, АВВГ, АВРГ, АБ, ААБ, АНРГ.

В марках проводов могут присутствовать буквы, характеризующие другие элементы конструкции: О – оплетка, Т – прокладка в трубах, П – плоский, Ф – металлическая фальцованная оболочка.

Примеры марок проводов: АПВ, АППВ, ПРП, АПРФ, ПРТО, АПРТО, АПРН.

Способы прокладки проводов: по несгораемым поверхностям, на роликах и изоляторах, в трубах и металлорукавах, в коробах и на лотках, на тросах.

Общее требование к электропроводке: обеспечение возможности смены проводов в условиях эксплуатации.

Электропроводки делятся на открытые, скрытые и наружные.

Лекция 6.

Коммутационные аппараты напряжением до 1 кВ.

Предохранители.

Предохранители применяются для защиты электроустановок от токов КЗ и защиты от перегрузок, если защищаемые элементы установка выбраны с запасом по пропускной способности, превышающим примерно на 25% номинальный ток плавкой вставки.

Наиболее распространенные предохранители:

ПР - предохранитель разборный;

НПН – насыпной предохранитель, неразборный;

ПН – предохранитель насыпной;

ПНР – 2 – предохранитель насыпной, разборный.

Шкала номинальных токов предохранителей 15...1000 А.

Наполнителем является кварцевый мелкозернистый песок.

Плавкие предохранители делят на инерционные и безинерционные.

Автоматические выключатели.

Автоматические выключатели (АВ) обеспечивают быструю и надежную защиту проводов и кабелей сети как от токов перегрузки, так и от токов КЗ. Кроме того, используются для управления при нечастых включениях и отключениях. Т.о., АВ совмещают в себе одновременно функции защиты и управления.

АВ имеют тепловые, электромагнитные или комбинированные расцепители.

Тепловые расцепители осуществляют защиту от токов перегрузки, электромагнитные – от токов КЗ.

Действие теплового расцепителя основано на использовании нагрева биметаллической пластинки. Электромагнитный расцепитель представляет собой электромагнит, которым воздействует на отключающий пружинный механизм, в результате чего АВ отключается.

Настройку расцепителя на заданный ток срабатывания называют уставкой тока.

АВ делятся на селективные и неселективные марки АВ: Э, ВА-62, АЗ710Б, АЗ740С, АЕ 20, АП 50Б, и т.д.

Контакторы.

Контактор – это аппарат для дистанционного действия. Предназначенный для частых включений и отключений под нагрузкой силовых цепей. Контакторы не защищают электрические цепи от ненормальных режимов. Они состоят из электромагнитной системы, обеспечивающей дистанционное управление и блок-контактов.

В основном применяют контакторы серии КТ с номинальными токами 63-1000 А в сетях переменного тока и серии КТП с номинальными токами 80-630 А в сетях постоянного тока.

Магнитные пускатели.

Магнитный пускатель – это трехполюсный контактор переменного тока, в котором дополнительно встроено два тепловых реле защиты, включенные последовательно в две фазы главной цепи двигателя.

Магнитные пускатели в основном предназначены для управления и защиты от перегрузки асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт.

В настоящее время применяют магнитные пускатели серий ПМЛ и ПКЛ на номинальные рабочие токи от 4 до 200 А.

Лекция 7.

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ.

К комплектным распределительным устройства (КРУ) напряжением до 1 кВ относят распределительные щиты, посты управления, силовые пункты, шкафы, ящики и щиты станций управления.

Распределительные щиты предназначены для приема и распределения электроэнергии переменного и постоянного тока. Их устанавливают на подстанциях, электростанциях и в машинных залах.

Щиты бывают открытого и закрытого исполнения, с двухсторонним и с односторонним самообслуживанием.

В качестве коммутационных и защитных аппаратов на щитах устанавливают рубильники, предохранители, блоки выключатель – предохранитель, выключатели.

Распределительные щиты ЩО-70 одностороннего обслуживания подробно изучаются на лабораторных работах.

Посты управления предназначены для управления электроприводами механизмов, связанных между собой общим технологическим процессом.

Пункты и шкафы силовые предназначены для распределения электрической энергии в промышленных установках, а также защиты от КЗ и перегрузок. Их назначение – распределять электроэнергию между группами ЭП или отдельными ЭП. В силовых сетях наиболее распространены шкафы серии ШР 11, ШРС на токи до 400 А, а также серии СПА-77, СПМ-75.

Пункты распределительные серии ПР изготавливают в виде шкафов утопленного, навесного, напольного исполнения со встроенными автоматическими выключателями.

Силовые распределительные устройства серии СУ-9500 со встроенными устройствами автоматики применяют в силовых установках переменного и постоянного тока.

Максимальная нагрузка на главные шины – 4000 А, нулевую шину – 2000 А.

Для подключения отдельных ЭП или отдельной трехфазной линии в цеховых сетях применяют ящики различных типов: ЯПП ВУ-4, ЯБ1-2, ЯРП-20 и др. Эти ящики предназначены для защиты и нечастых включений и отключений под нагрузкой.

Вводные распределительные устройства серии ВРУ предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии и защиты отходящих линий. Их применяют в общественных зданиях, частично на промышленных предприятиях, в жилых домах.

В осветительных сетях применяют осветительные щитки: магистральные (ПР 9000, ПР22, ПР24 и др.), групповые (ЯРН, ЯРУ, ЯОУ, ОЩ, ОЩВ и др.)

Лекция 8.

Комплектные трансформаторные подстанции.

КТП по числу трансформаторов делят на однострансформаторные, двухтрансформаторные. Встречаются КТП с тремя трансформаторами. По роду установки КТП могут быть:

внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами;

наружной установки (только с масляными трансформаторами);

смешанной установки с расположением РУ ВН и трансформатора снаружи, а РУ НН внутри помещения.

На промышленных предприятиях в основном используют КТП мощностью 160...2500кВ.

Применяют КТП внутренние, встроенные в здание или пристроенные к нему.

Цеховые КТП в большинстве случаев выполняются без сборных шин первичного напряжения как при радиальном, так и при магистральном питании. При питании КТП кабельными линиями обычно применяют глухое присоединение трансформатора. При магистральной схеме возможна установка выключателя нагрузки с предохранителем или разъединителя в комплекте с предохранителем.

КТП комплектуются из устройства высокого напряжения (УВН) трансформатора, РУНН. УВН – это шкаф высокого напряжения со схемами различного исполнения, с коммутационно-защитным аппаратом.

РУНН состоит из шкафов: вводного, линейного, секционного (этот только для двухтрансформаторных КТП). В шкафах РУНН устанавливают АВ или блоки предохранитель-выключатель.

КТП оснащены приборами учета и измерения.

Лекция 9.

Выбор сечений проводов, кабелей, шинопроводов.

Сечения проводников выбираются по длительно допустимому току и номинальному напряжению. При этом длительно допустимый ток должен быть больше или равен максимального расчетного тока. Для одиночного электроприемника максимальный расчетный ток равен номинальному току электроприемника, для группы электроприемников – расчетному току с учетом поправочных коэффициентов.

Выбранные сечения проверяются на механическую прочность, по допустимой потере напряжения, по условию соответствия выбранному аппарату: предохранителю или АВ, иными словами по согласованию выбранного сечения и уставки коммутационно-защитной аппаратуры.

Согласно ПУЭ защите от перегрузки токов КЗ подлежат сети внутри помещений, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка, во взрывоопасных помещениях.

Шинопроводы также проверяются на динамическое действие токов КЗ. Рассматриваются алгоритмы выбора и проверки и приводятся примеры.

Лекция 10.

Выбор автоматических выключателей и предохранителей.

Автоматические выключатели выбираются по следующим условиям: по номинальному напряжению, по номинальному току расцепителя; по номинальному току автоматического выключателя; по току срабатывания расцепителя; по проверке тока срабатывания расцепителя на отключение однофазного тока КЗ; по согласованию с выбранным сечением проводника; по динамической стойкости к токам трехфазного КЗ; по отключающей способности выключателя.

Предохранители выбираются по следующим условиям: по номинальному напряжению; по номинальному току плавкойставки, исходя из длительного максимального тока линии и пускового (или пикового) тока при защите ответвления к одиночному электродвигателю с нечастыми пусками, при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с частыми пусками, при защите линии, питающей силовую или смешанную нагрузку; по номинальному току предохранителя.

Рассматриваются алгоритмы выбора предохранителей и примеры.

Лекция 11.

Расчет трехфазных токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.

Особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ:

- учет активных сопротивлений элементов цепи КЗ;
- учет сопротивлений первичных обмоток ТТ, токовых катушек (расцепителей) АВ, контактов АВ, различных контактных соединений;

- учет дуги в месте КЗ;

- периодическая составляющая тока КЗ равна установившемуся значению.

Расчетная точка трехфазного КЗ в установках напряжением до 1 кВ – непосредственно за автоматическим выключателем или предохранителем.

Далее показывается как определяются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ.

Суммарное результирующее сопротивление цепи КЗ равно сумме сопротивлений ее элементов как для активных, так и реактивных сопротивлений.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ равно отношению среднего номинального напряжения к $\sqrt{3}$ суммарного результирующего полного сопротивления цепи КЗ.

Токи КЗ от асинхронных двигателей, присоединенных непосредственно к месту КЗ, учитываются только при определении ударного тока.

Рассматривается подробный алгоритм расчета тока трехфазного КЗ и пример расчета.

Лекция 12.

Расчет однофазных токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ.

При расчете однофазного тока КЗ определяются сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Порядок расчета.

1. Составляется схема замещения цепи однофазного КЗ, в которую входят сопротивления следующих элементов: фазного провода, переходного сопротивления в месте КЗ, сопротивления четвертого (обратного) провода с подключенными ему заземляющими проводниками и сопротивления растекания заземления нейтрали питающего трансформатора.

2. Определяются активные и реактивные сопротивления прямой, обратной, нулевой последовательности элементов цепи КЗ: системы, силового трансформатора, шин КТП, проводников, расцепителей автоматических выключателей, контактов АВ, переходное сопротивление дуги.

3. Определяется значение периодической составляющей тока однофазного КЗ как отношение $\sqrt{3}U_{ном}$ к суммарному полному сопротивлению прямой, обратной и нулевой последовательности рассматриваемой цепи.

Приводится пример расчета.

Лекция 13.

Распределение мощности низковольтных батарей конденсаторов (НБК) в цеховой сети.

Для каждой цеховой КТП необходимо рассматривать возможность распределения мощности НБК в ее сети. Критерий целесообразности такого распределения – дополнительные снижения приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей.

Если распределительная сеть выполнена только КЛ, ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ПС. При питании от одного силового трансформатора более двух магистральных шинопроводов (ШП) к каждому из них присоединяется только по одной НБК. Общая расчетная мощность батарей $Q_{нк}$ распределяется между ШП пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

ККУ единичной мощностью до 400 квар подключается к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности ККУ более 400 квар рекомендуется их подключать к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего АВ ПС.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ.

Если основные реактивные нагрузки ШП присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну НБК.

Далее рассматриваются условия, определяющие точку подключения одной БК и точки подключения двух БК к шинопроводу.

Лекция 14.

Факторы, влияющие на выбор схем и конфигураций сетей.

Выбор схем и конструкций низковольтной сети на основе изучения технологии производства, условий окружающей среды, степени возгораемости конфигураций зданий и сооружений и др. факторов.

Расположение оборудования на плане цеха, степень его ответственности, номинальное напряжение и мощность ЭП, расстояние от точки питания до потребителя, характер нагрузки и ее распределение по площади цеха являются определяющими факторами при выборе схемы сети.

Выбор конструкции сетей осуществляется из условий окружающей среды помещений, где размещается технологическое и связанное с ним электротехническое оборудование. К этим условиям относятся температура воздуха, влажность, наличие агрессивных газов или пыли, возможность возникновения условия взрыво- или пожарной безопасности.

По температуре воздуха помещения делят на нормальные и жаркие.

По влажности среды помещения распределяются по сухие, влажные, сырые и особо сырые.

Также выделяют пыльные среды, химически активные среды, пожароопасные и взрывоопасные.

Существует шесть степеней защиты от прикосновения к токоведущим частям и восемь степеней защиты от попадания воды.

В пожаро- и взрывоопасных помещениях все электротехническое оборудования должно быть специального (взрывозащищенного) исполнения.

Вообще, если возможно другое решение, в таких помещениях располагать электрооборудование нецелесообразно.

В условиях неблагоприятной среды применять магистральные схемы питания нежелательно. Для снижения количества оборудования специального исполнения в таких цехах наибольшее распространение получили радиальные схемы питания, при которых все коммутационные аппараты располагаются в отдельных помещениях, изолированных от агрессивных или взрывоопасных сред.

Лекция 15.

Допустимые перегрузки ВЛ и КЛ.

Под перегрузкой питающих линий понимают работу их при нагрузках, превышающих номинальную. Работа электрооборудования, находящегося в цепи питающей линии, в условиях перегрузки может иметь место как в послеаварийных, так и эксплуатационных режимах.

Необоснованный отказ от перегрузки ВЛ приводит к необходимости строительства новых линий.

Под допустимой нагрузкой по условия нагрева проводов понимают токовую нагрузку, повышающую температуру провода при полном безветрии и температуре окружающей среды 25-75°.

Допустимый ток определяют из условия теплового равновесия, при котором количество тепла, выделяемого в проводе протекающим током, равно количеству тепла, отдаваемого проводом в окружающую среду.

Рассматривается методика определения длительно допустимого тока по проводу и условия ее применения.

Перегрузка ВЛ имеет место в осенне-зимний период.

Допустимые длительные токовые нагрузки на кабель напряжением до 35 кВ принимают в соответствии с допустимыми температурами нагрева жил кабелей.

Рассматриваются возможности перегрузки кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно в кратковременных пределах. Перегрузка КЛ напряжением выше 20 кВ не допускается.

Лекция 16.

Допустимые перегрузки силовых трансформаторов.

Срок службы трансформаторов определяется старением его изоляции, которое резко возрастает с повышением температуры обмотки. Допустимые перегрузки трансформаторов определяются температурным режимом.

Предельно допустимые значения аварийных нагрузок силовых трансформаторов нормируются ГОСТ 14209-85 (до 100 МВА включительно) в зависимости от их системы охлаждения, длительности перегрузок, характера нагрузок, температуры окружающей среды и т.д. Основным ограничением согласно ГОСТ являются предельно допустимые температуры обмоток силового трансформатора в наиболее нагретой точке $v_{об}$ и масла v_m . При температурах, превышающих предельно допустимые, в силовом трансформаторе могут произойти необратимые изменения, препятствующие его дальнейшей эксплуатации.

Согласно ГОСТ предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равны: $v_m = 115^{\circ}C$; $v_{об} = 140^{\circ}C$ при напряжении больше 110 кВ; $v_{об} = 160^{\circ}C$ при напряжении до 110 кВ включительно.

Для проверки температурного режима силового трансформатора и выборе его мощности необходимо построить графики нагрузки его обмоток с учетом средств компенсации реактивной мощности в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах.

Алгоритм проверки температурного режима

1. Построить из реального графика электрических нагрузок (ГЭН) двухступенчатый ГЭН (зимний и летний).

2. Сравнить продолжительность аварийной нагрузки по ГЭН с постоянной времени нагрева $T_{пн}$, зависящей от системы охлаждения и

мощности трансформатора.

| Система охлаждения | Мощность силового трансформатора | Постоянная времени нагрева $T_{ПН}$ |
|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| М | $S_{ТНОМ} \geq 1,6 МВА$ | $T_{ПН} = 3,5$ ч |
| Д | $S_{ТНОМ} \geq 40 МВА$ | |
| ДЦ и Ц | $S_{ТНОМ} \geq 125 МВА$ | |
| Все остальные случаи | | $T_{ПН} = 2,5$ ч |

Если время аварийной перегрузки менее постоянной времени нагрева, т.е.

$$T_{ав} \leq T_{ПН},$$

то изоляция работает в нормальном режиме и дальнейшая проверка не требуется.

3. Если $T_{ав} > T_{ПН}$, то проводится следующая проверка.

а) Определяется температура нагрева масла v_M :

$$v_M = \theta_{МНОМ} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^m + v_{о.э},$$

где $\theta_{МНОМ}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды при номинальных условиях: для систем охлаждения М и Д – $\theta_{МНОМ} = 55^\circ C$, ДЦ и Ц – $\theta_{МНОМ} = 40^\circ C$;

$d = \frac{\Delta P_{кНОМ}}{\Delta P_x}$ – отношение потерь короткого замыкания (КЗ) к потерям

холостого хода (ХХ);

K – коэффициент аварийной перегрузки силового трансформатора, определяемый по ГЭН;

m – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК ($m = 0,9$ для систем охлаждения М и Д, $m = 1,0$ для систем охлаждения ДЦ и Ц);

$v_{о.э}$ – эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным.

б) Рассчитанная v_m сравнивается с допустимой, где $v_{\text{мдоп}} = 115^{\circ}\text{C}$. Должно выполняться условие:

$$v_m \leq v_{\text{мдоп}}.$$

4. Определяется температура обмотки $v_{\text{об}}$:

$$v_{\text{об}} = v_m + \Delta\theta_{\text{обНОМ}} K^{2n},$$

где $\Delta\theta_{\text{обНОМ}}$ – суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях ($\Delta\theta_{\text{обНОМ}} = 23^{\circ}\text{C}$ для систем охлаждения М и Д, $\Delta\theta_{\text{обНОМ}} = 38^{\circ}\text{C}$ для систем охлаждения ДЦ и Ц)

n – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК ($n=0,8$ для систем охлаждения М и Д, $n=0,9$ для систем охлаждения ДЦ и Ц).

Расчетная температура $v_{\text{об}}$ сравнивается с предельно допустимой.

Если $v_{\text{об}} \leq v_{\text{обдоп}}$, то дальнейший расчет не требуется, работа трансформатора допустима. Если $v_{\text{об}} > v_{\text{обдоп}}$, то определить допустимое значение коэффициента аварийной перегрузки, при котором $v_{\text{об}}$ не превысит предельно допустимое значение.

5. Расчетный срок эксплуатации трансформаторов 25 лет. При нагрузках его выше номинальной мощности повышается износ изоляции. Следовательно, необходима проверка допустимости аварийной перегрузки силового трансформатора с учетом расчетного срока службы трансформатора.

а) Определить относительный износ изоляции обмоток силового трансформатора в послеаварийном режиме.

Для этого составляется таблица изменения v_m и $v_{\text{об}}$ в соответствии с зимним ГЭН в послеаварийном режиме.

Определяется установившееся начальное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды, соответствующее коэффициентам загрузки и аварийной перегрузки силового трансформатора.

Затем рассчитывается изменение превышения температуры масла при изменении нагрузки трансформатора $S_{\max} / S_{НОМ}$

$$\theta_{.m} = \theta_1 + (\theta_2 - \theta_1)(1 - e^{-\Delta t / T_{III}}),$$

где Δt - интервал времени по ГЭН (ступень).

При этом θ_1 - превышение температуры масла при предыдущем значении K – коэффициента загрузки силового трансформатора, θ_2 - при последующем.

Определяются расчетные значения $v_{.m}$:

$$v_{.m} = \theta_{.m} + v_{o.э}$$

и $v_{об}$.

Заполняются соответствующие строки таблицы 1.

Таблица 1. Температурный режим и износ изоляции

| Часы суток | 0 (24) | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
|--|--------|---|---|----|----|----|
| Часы I ступени, ч | | | | | | |
| Часы II ступени, ч | | | | | | |
| $v_{.m} = \theta_{.m} + v_{o.э}$, °C | | | | | | |
| $v_{об}$, °C | | | | | | |
| $L_{,o.е.}$ (относительный износ изоляции) | | | | | | |

Итого: L_{cp}

6. Определяется изменение относительного износа L изоляции силового трансформатора в послеаварийном режиме в течение суток по закону Аррениуса

$$L = 2^{(v_{об} - 98) / 6}.$$

Результаты расчета заносятся в таблицу 1.

Определяется среднесуточный износ L_{cp} изоляции обмоток трансформатора в послеаварийном режиме

$$L_{cp} = \frac{1}{24} \int_0^{24} L dt = \frac{M}{24},$$

где M – суммарная площадь графика изменения L по часам суток.

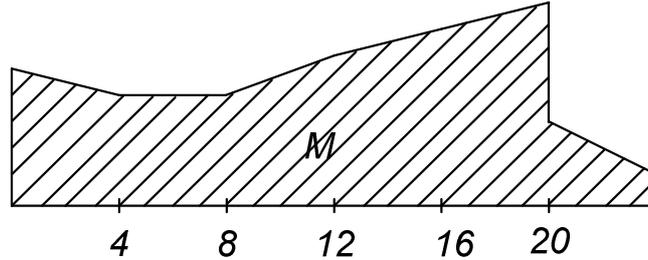


Рис. Изменение износа изоляции трансформатора в течение суток

7. Определяется максимальный фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора, H_{max} за его расчетный срок службы при аварийном простое другого силового трансформатора

$$H_{max} = \frac{L_{cp} T_B}{24},$$

где T_B - время аварийного ремонта силового трансформатора.

Такие расчеты проводятся также для нормального режима в зимний и летний период.

8. Определяется общий фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора за расчетный срок (лет)

$$H = \frac{\sum_i L_{cpi} T_{расчi}}{365},$$

где L_{cpi} - относительный средний износ изоляции в промежутке времени $T_{расчi}$.

Полученный износ сравнивается с номинальным износом изоляции обмоток силового трансформатора и делается вывод о возможности принятых аварийных перегрузок.

Лекция 17.

Допустимые перегрузки аппаратов.

Электрические аппараты устанавливаются в одной цепи с силовыми трансформаторами, линиями, которые допускают перегрузку, поэтому необходимо рассматривать их возможные перегрузки.

Выключатели.

Анализ нагрузки выключателей показывает, что она в течение суток значительно меняется. Выключатели во время эксплуатации испытывают перегрузки при пусках двигателей, оперативных коммутационных переключениях, КЗ в сети или при ревизии и ремонте ВЛ. В нормальных условиях эксплуатации целесообразно перегружать выключатели с учетом ожидаемых нагрузок в системах электроснабжения.

Продолжительной перегрузочной способностью выключателя является длительный тепловой режим его работы при неизменной нагрузке, при которой превышения температуры всех элементов аппарата достигают своего установившегося значения и находятся в пределах нормируемых.

Рассматриваются возможности перегрузки разных типов выключателей и проводится соответствие между кратностью перегрузки и допустимой длительностью перегрузки, а также между допустимым значением тока выключателя и температуры окружающей среды.

КРУ.

КРУ также допускают перегрузку в зависимости от температуры окружающей среды. Рассматриваются зависимости длительно допустимого тока нагрузки КРУ от температуры окружающей среды (ОС).

Разъединители и отделители.

При длительном перегреве выше допустимых норм в электрических аппаратах происходит интенсивное старение изоляции и окисление контактных соединений. Это снижает надежность их работы. Поэтому предусматривается ГОСТом наибольшее допустимое превышение температуры элементов электрических аппаратов над температурой окружающей среды.

Для аппаратов с разъемными контактами соединения нормы нагрева контактов из меди составляет 75° . Другие же элементы имеют допустимую температуру 120°C воздуха и 90°C в масле.

Рассматриваются зависимости времени нагрева различных контактов разъединителей от кратности перегрузки.

Реакторы.

Различают кратковременную перегрузку реактора и длительную перегрузку одной ветви сдвоенного реактора, а также перегрузку реактора при температуре ОС ниже 35°C . Рассматриваются все эти перегрузки.

Трансформаторы тока.

Определение перегрузочной способности ТТ сводится к определению времени нагрева наиболее нагруженных элементов аппарата до предельно допустимой температуры.

Лекция 18.

Определение емкостных токов замыкания на землю.

Допускается работа сети с изолированной нейтралью при следующих токах замыкания на землю:

а) 10 А при $U=35$ кВ;

б) 15 А при $U=15-20$ кВ;

в) 20 А при $U=10$ кВ;

г) 30 А при $U=6$ кВ;

д) 5 А в схемах блоков генератор – трансформатор с генераторным напряжением 6-20 кВ.

При больших емкостных токах нужна их компенсация. Применение устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю способствует быстрому изменению дуги в месте замыкания, поэтому их называют дугогасящими.

Определение емкостного и активного токов замыкания на землю необходимо для правильного выбора мощностей дугогасящих катушек,

трансформаторов, к которым они подключаются, а также для оценки способа выполнения релейной защиты и сигнализации однофазных замыканий на землю.

Для оценки величины емкостного тока замыкания на землю рекомендуется пользоваться уравнением, учитывающим емкости всех элементов схемы сети относительно земли при кабельных линиях:

$$I_3 = K \frac{U_{I_k}}{10},$$

где K – коэффициент, учитывающий емкости молнии, трансформаторов и ошинок относительно земли. $K = 1,25-1,35$.

Для ВЛ вместе 10 в знаменателе берется 350.

При замыкании на землю в сети с компенсированной нейтралью ток в месте замыкания представляется в виде двух составляющих токов: Одна обусловлена емкостями системы относительно земли, а вторая – индуктивностью дугогасящей катушки и трансформатора в нейтрали которого она включена. Кроме реактивной составляющей ток замыкания на землю содержит активную составляющую, которая мала по величине и составляет 5-6% от тока замыкания на землю.

Лекция 19.

Выбор ДГК и определение места ее установки.

ДГК выполняется с учетом длительного обтекания током. Расчетный ток ДГК складывается из трех составляющих: расчетного емкостного тока замыкания на землю, остаточного тока перекомпенсации, тока, обусловленного индуктивным сопротивлением силового трансформатора, к которому подключена ДГК.

Показывается как определяется расчетный ток ДГК.

Мощность ДГК находится через ее расчетный ток и фазное напряжение.

Далее выбирается тип ДГК с плавным регулированием тока.

Задача плавного регулирования тока может быть решена с использованием трех принципов изменения индуктивности катушки: изменением воздушного зазора в магнитной цепи аппарата (плунжерные дорогостоящие катушки), переключением мелкими ступенями ответвлений с помощью переключающего устройства, подобно устройству в силовых трансформаторах при регулировании напряжения под нагрузкой, подмагничиванием магнитной системы аппарата (катушки с подмагничиванием).

Рассматривается каждый из этих принципов и конструктивное исполнение ДГК, выполненных по ним.

Выбор трансформатора для подключения ДГК.

Работающая дугогасящая катушка является однофазной индуктивной нагрузкой для трансформатора, к нейтрали которого она будет подключена.

При замыкании на землю одной фазы сети через обмотку этой фазы трансформатора, в нейтраль которого включена катушка, течет индуктивный ток, равный рабочему току установленного ответвления катушки. Это равносильно прохождению через обмотки каждой фазы $1/3$ тока катушки, что приводит к некоторому падению напряжения на обмотках, вследствие чего напряжение на нейтрали будет меньше нормального фазного и фактическая мощность катушки будет меньше номинальной.

С точки зрения использования мощности дугогасящей катушки и дополнительного нагрева при замыкании на землю в сети наиболее целесообразно применять трансформатор со схемой соединения обмоток.

Мощность дугогасящей катушки не должна превышать 50% мощности трансформатора. В этом случае ток компенсации катушки будет в 1,5 раза больше номинального значения тока обмотки, по которой он протекает.

Количество и место установки дугогасящих катушек с подмагничиванием определяется:

1. Конфигурацией сети и условием ее эксплуатации, т.е. возможностью разделения на электрически изолированные участки или отключения значительных участков сети.

2. Схемами соединения коммутационных пунктов, на которых осуществляется установка дугогасящих катушек.

3. Наличием трансформаторов или других трехфазных устройств с соединением обмоток в звезду, к нейтрали которых могут быть присоединены дугогасительные аппараты с подмагничиванием.

Лекция 20.

Длительность пуска и самозапуска электродвигателей (ЭД).

При установившемся режиме вращающийся момент двигателя равен моменту сопротивления механизма, что и обеспечивает постоянство частоты вращения вала агрегата двигатель-механизм. Если в силу каких-либо причин это равновесие нарушается, то скорость агрегата изменяется. Изменение частоты вращения агрегата происходит под воздействием избыточного момента.

Если избыточный момент выше, то частота вращения агрегата увеличивается, т.е. происходит разгон ЭД до дет пор, пока не наступит равновесие между моментами двигателя и механизма при большой частоте вращения. Если избыточный момент меньше, то частота вращения снижается, т.е. происходит выбег. Он может быть полным.

Самозапуск сочетает в себе 2 процесса: выбег при пониженном напряжении, разгон до номинальной частоты вращения при восстановлении напряжения. Длительность разгона ЭД определяют графоаналитическим способом. При КЗ близких от шин, когда напряжение снижается до 0, выбег каждого ЭД происходит индивидуально. При отключении ЭД напряжение на их зажимах скачком падает до $0,85 U_{ном}$, а затем по мере выбега у АД быстро падает до 0, а у СД падает более медленно и длительное время поддерживается на уровне $0,7-0,8 U_{ном}$.

Лекция 21. Способы и схемы пуска электродвигателей.

У высоковольтных ЭД различают следующие схемы пуска:

- а) прямое включение;
- б) включение через реактор;
- в) включение реактора в нейтраль обмотки статора;
- г) включение трансформатора перед ЭД;
- д) включение трансформатора в нейтраль обмотки статора;
- е) автотрансформаторная схема;
- ж) схема блока трансформатор-двигатель.

Для низковольтных ЭД характерны следующие схемы пуска:

- а) прямое включение;
- б) прямое включение с резервированием;
- в) схема пуска с переключением треугольника на звезду;
- г) включение активного сопротивления;
- д) переключение числа полюсов.

Рассматриваются характеристики и области применения каждого вида схем пуска.

Наиболее предпочтительна схема прямого пуска (для СД – прямого асинхронного пуска), но для высоковольтных ЭД это не всегда приемлемо. Тогда используют реакторные (трансформаторные) схемы пуска.

Определяются пусковые токи для разных способов пуска ЭД.

Лекция 22.

Самозапуск ЭД.

Показывается как составляется расчетная схема самозапуска.

Порядок оценки возможности самозапуска:

1. Определяется частота вращения (скольжения), до которой затормозился агрегат за время перерыва питания.
2. Определяется остаточное напряжение на шинах ИП.
3. Проверка перегрузки трансформатора токами самозапуска.

4. Определение асинхронного вращательного момента при остаточном напряжении, который для успешного самозапуска должен быть на 10% выше момента сопротивления механизма.

Для АД выполнение последних условий достаточно для заключения о возможности успешного самозапуска.

Для СД указанные условия являются необходимыми, но не достаточными. Для определения достаточного условия самозапуска СД проверяют возможность его вхождения в синхронизм при подсинхронном скольжении $S = 0,02-0,08$ (как правило, принимают $S = 0,05$).

С этой целью выполняют дальнейшие этапы вычисления:

а) определение реактивного сопротивления двигателя и остаточного напряжения на шинах ИП при подсинхронном скольжении;

б) определение вращательного момента при остаточном напряжении и сравнение его с моментом сопротивления при подсинхронном скольжении.

5. Определение неотключаемой мощности самозапускающихся ЭД.

Лекция 23.

Определение допустимого несинхронного включения СД.

Определяются максимальные значения периодической составляющей тока СД при несинхронном включении в противофазе.

а) для одного СД,

б) для группы СД.

Находится максимальное значение электромагнитного момента вращения при несинхронном включении в противофазе.

Для группы СД, подключенных к шинам через $X_{доб}$.

Допустимость несинхронного включения СД определяют по двум критериям: по электромагнитному моменту и по току.

Условия допустимости несинхронного включения по току является определяющим.

3. Практические занятия

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия проводятся для того, чтобы студенты могли получить основные навыки в основах проектирования низковольтных систем электроснабжения, в рассмотрении вопросов компенсации емкостных токов замыкания на землю и самозапуска электродвигателей.

Цель практических занятий – научить студентов выбирать и анализировать схемы низковольтного электроснабжения, рассчитывать условия пуска и самозапуска ЭД, определять ток замыкания на землю и выбирать ДГР.

В практических занятиях примеры подбираются в соответствии со спецификой специальности, при этом используются реальные схемы объектов и систем.

По практическим занятиям используются специализированные задачи отдельно для каждой специальности на индивидуальных карточках.

Согласно учебных планов предусмотрено 8 практических занятий (ПЗ), перечень которых приведен ниже.

ПЗ 1. Выбор элементов цеховой электрической сети

ПЗ 2. Расчет токов трехфазного короткого замыкания

ПЗ 3. Расчет токов однофазного короткого замыкания

ПЗ 4. Разработка схем низковольтных систем электроснабжения и обеспечение их защиты. Карта селективности

ПЗ 5. Расчет емкостного тока замыкания на землю. Выбор ДГР

ПЗ 6. Пуск ЭД

ПЗ 7. Самозапуск ЭД

ПЗ 8. Обзор задач по всем темам

В процессе обучения студенты пользуются информационными и компьютерными технологиями.

Широко применяются программные продукты MathCad, Visio, «ZAPUSK», «САПР «Карат»», используется банк данных кафедры, содержащий электронные варианты учебников, справочные данные, а также информацию о современном оборудовании.

Практические занятия рекомендуется проводить согласно следующему плану.

План проведения практического занятия.

1. Цель занятия.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Блиц-опрос студентов.
4. Решение задач.
5. Анализ качества выполнения индивидуальных домашних заданий и разбор типовых ошибок.
6. Выводы и обобщение результатов.
7. Домашнее задание и задание на самостоятельную проработку.

На первом занятии целесообразно устроить входной контроль, на последнем – комплексную проверку качества знаний студентов.

При изложении кратких теоретических сведений рекомендуется систематизировать и обобщить материал, выделив при этом главные моменты. В процессе изложения материала целесообразно вовлекать студентов в его анализ, активизировать процесс мышления студентов за счет средств интенсивного обучения.

Блиц-опрос студентов или небольшая самостоятельная работа по теме практического занятия позволят лучше усвоить ход решения задач, понять их сущность.

При решении задач можно использовать разные формы. Например, преподаватель, решая задачу на доске, поясняет ее и привлекает к работе всю группу путем вопросов, постоянно подводя студентов к правильному решению. Другая форма решения задач - самостоятельная работа студентов под контролем преподавателя с пояснением наиболее трудных моментов. Возможно решение задачи на доске студентом, но в этом случае преподаватель руководит процессом решения и вовлекает в работу всю группу.

Как правило, защита индивидуальных домашних заданий должна проводиться во внеаудиторное время, а на практическом занятии следует показать типовые ошибки, проанализировать результаты выполнения и защиты индивидуальных заданий, отметить лучшие и худшие из них, предложить студентам в виде деловой игры принять решение по устранению замечаний.

В конце практического занятия преподаватель называет тему следующего, указывает разделы теоретического материала, которые студент должен освоить для наиболее эффективного решения задач, выдает домашнее задание.

В процессе проведения практических занятий используются классические и современные педагогические технологии.

3.2. Методические указания по проведению практических занятий

Практическое занятие №1

Выбор места расположения КТП.

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа и места расположения источников питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу электроприемников.

Одним из методов позволяющих получить представление о распределении нагрузок по территории объекта является картограмма нагрузок. Это план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Наиболее простым способом изображения средней интенсивности распределения нагрузок состоит в том, что нагрузки изображаются с помощью кругов. В качестве центра нагрузки выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) электроприемника или группы электроприемников. А радиус круга связывают с расчетной мощностью.

Общий центр электрических нагрузок находим аналогично нахождению центр тяжести системы материальных точек.

Затем, используя вероятностно-статистический математический аппарат, определяются такие характеристики как математическое ожидание координат ЦЭН, полуоси эллипса рассеяния и угол их поворота. На основании этих данных на картограмме электрических нагрузок строится эллипс зоны рассеяния, по которому определяется место расположения цеховой ТП.

Также рассматривается выбор сечений проводников, автоматических выключателей и предохранителей. Примеры их выбора показаны ниже в виде решения комплексной задачи.

Алгоритм расчета центра электрических нагрузок и картограммы электрических нагрузок.

Расчетные методы взяты из следующих источников: /8, с. 67-70/ и /14, с 214-257/.

Для построения картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния необходима информация о нагрузках. В частности мощности и центр расположения электроприемника или группы электроприемников (объединяемых по технологическому признаку). По справочным данным выбирается суточный график нагрузки для каждого электроприемника или группы электроприемников.

Имея эти данные в качестве исходной информации применим следующий алгоритм для построения картограммы нагрузок:

1) Радиус окружности для изображения нагрузки на картограмме:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}$$

Где m - Масштаб
 P_{pi} - Мощность ЭП

2) Координаты центра электрических нагрузок для К-го часа суток определяем по формуле:

$$X_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i} ; \quad Y_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i} .$$

Где P_i - мощность I-й точки потребления

X_i, Y_i - координаты центра тяжести фигуры I-й точки потребления

K_i - мощность I-го приемника в К-й час суток в процентах от P_i

3) Математическое ожидание координат ЦЭН равны:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 ; \quad Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 ;$$

4) Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k) / 24} ; \quad G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24}$$

5) Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y}$$

6) Угол поворота осей эллипса относительно выбранной системы координат:

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2}$$

7) Полуоси эллипса рассеяния определяются:

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)}$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)}$$

Исходя из данных полученных в результате расчетов, строится картограмма нагрузок и эллипс рассеяния ЦЭН. Место расположения источника питания (ГПП, ЦРП, ТП) выбирают в любой наиболее удобной его точке.

В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность.

Пример определения центра электрических нагрузок.

С целью определения места расположения ГПП, ГРП предприятия, а также цеховых ТП при проектировании строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия или плане цеха окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам.

Радиусы окружностей картограммы определяют по формуле /8, с. 67/:

При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

Согласно /8, с. 67/ можно воспользоваться координатами центров отделений цеха для нахождения ЦЭН.

Цех состоит из следующих отделений:

Механическое $X=28; Y=31$;

Сборочная площадка $X=61.5; Y=36$;

Термическое отделение $X=14; Y=12.5$;

Точечная сварка $X=38; Y=12$;

Распределение нагрузок в течение суток для каждого из отделений выбрано исходя из типовых графиков /9, с.120/

Математическое ожидание координат центра электрических нагрузок

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 = 1287 / 24 = 53,63$$

$$Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 = 550 / 24 = 22,92$$

Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k)^2 / 24} = \sqrt{1201177 / 24} = 22,23$$

$$G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k)^2 / 24} = \sqrt{38262 / 24} = 9,50$$

Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y} = \frac{513566}{24 \cdot 22,23 \cdot 9,50} = 22,23$$

Угол поворота осей эллипса зоны рассеяния

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2} = \frac{\arctg\left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50}{22,23^2 \cdot 9,50^2}\right)}{2} = 23,14$$

Полуоси эллипса зоны рассеяния

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)} = \sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \cos^2 23,14 + 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \sin^2 23,14)} = 59,24$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)} = \sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot \sin^2 23,14 - 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot \sin 2 \cdot 23,14 + 9,50^2 \cdot \cos^2 23,14)} = 9,82$$

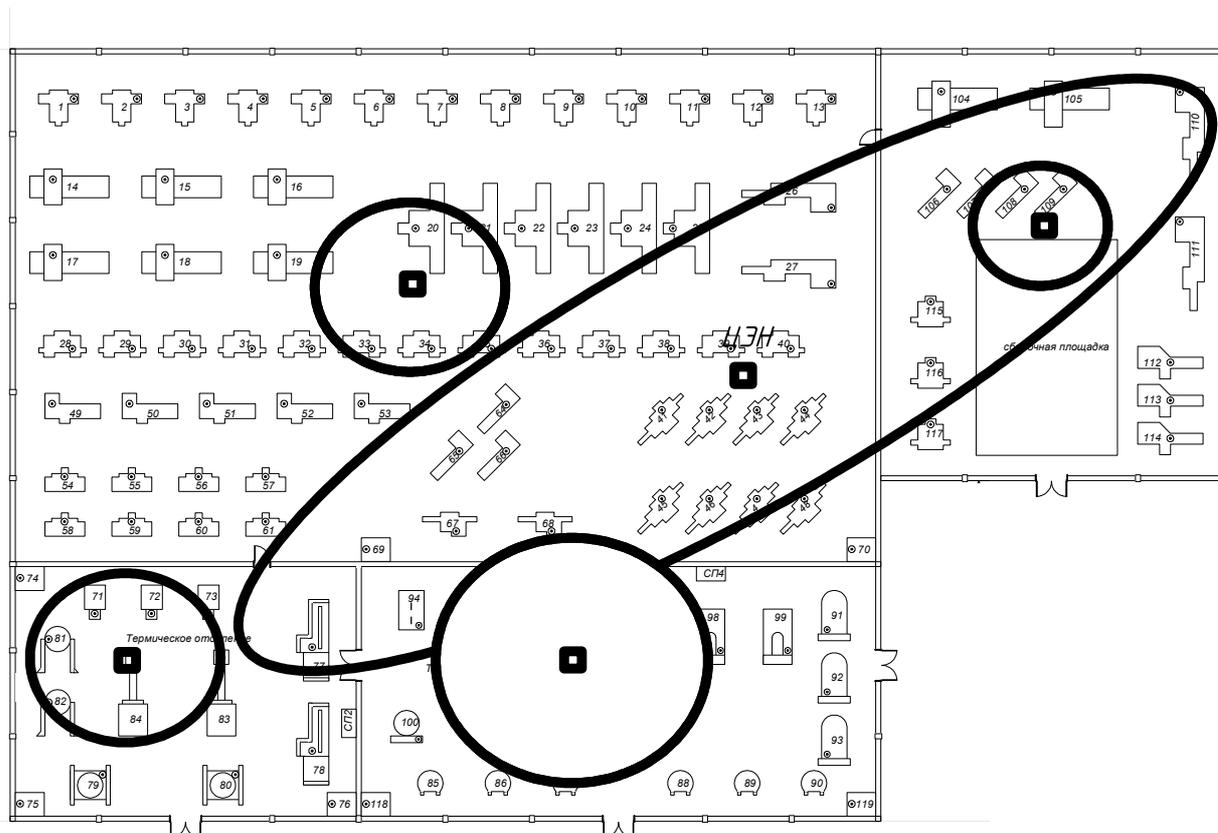


Рисунок - Картограмма электрических нагрузок.

Практическое занятие №2.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания в низковольтной сети.

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения, резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Расчетам токов КЗ должны предшествовать анализ схемы электрической сети и определение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается (с точки зрения решаемой задачи) тот или иной ее элемент. Этот анализ является сложно алгоритмизировать, и он остается для самостоятельной творческой работы.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования. Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и

проводников обычно является трехфазное, реже (в сетях ПО кВ и выше) — однофазное КЗ. Выбор расчетных условий КЗ при решении задач релейной защиты зависит от того, в каких целях производится расчет для проверки чувствительности или для выбора параметров срабатывания защит.

Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ производим в соответствии с /12/ и /4/.

Методика расчета трехфазного короткого замыкания.

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

1) использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10 %;

2) максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

3) не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

4) не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

5) принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23;

6) не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схеме/ замещения выражать в миллионах.

Методика расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электроснабжения - от энергосистемы или от автономного источника.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, то начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей или комплексной нагрузки следует определять как сумму токов от энергосистемы (см. п. 6.2.4) и от электродвигателей или комплексной нагрузки (см пп. 6.6 и 6.7).

Алгоритм расчета трехфазного короткого замыкания.

Алгоритм расчета токов короткого замыкания построен в соответствии с рекомендациями и по методикам изложенными в следующих источниках: /4./ и /12/.

Прежде чем приступить к расчету токов КЗ необходимо выбрать точку, в которой оно происходит, от этого зависят параметры элементов схемы замещения, на основании которых ведется расчет.

Для определения сопротивлений элементов схемы замещения в САПР внесены справочники и дополнительные модули входящие в модуль расчета токов короткого замыкания.

1) Сопротивления элементов схемы замещения находятся по справочным данным или с помощью следующих методов:

1.1) Сопротивление системы

$$X_c = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН} \cdot U_{cp.ВН}} = \frac{U_{cp.HH}^2}{S_k}$$

Где $U_{ср.нн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора (В)

$U_{ср.вн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке высшего напряжения трансформатора (В)

$I_{к.вн}=I_{п0.вн}$ - действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора (кА)

S_k - условная мощность КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора (МВ•А)

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы допускается рассчитывать по току отключения выключателя, установленного на стороне ВН понижающего трансформатора

$$X_c = \frac{U_{ср.нн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{откл.ном} \cdot U_{ср.вн}}$$

1.2) Силовой трансформатор

$$R_T = \frac{P_{к.ном} \cdot U_{ном.нн}^2}{S_{т.ном}^2} \cdot 10^6$$

$$X_T = \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{т.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном.нн}^2}{S_{т.ном}} \cdot 10^4$$

Где $S_{т.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ•А

$P_{к.ном}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт

$U_{нн.ном}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ

U_k - напряжение короткого замыкания трансформатора

1.3) Реактор

$$R_p = \frac{\Delta P_{р.ном}}{I_{р.ном}^2} \cdot 10^3$$

Где $P_{р.ном}$ - потери активной мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт

$I_{p.ном}$ - номинальный ток реактора

$$X_p = \omega_c \cdot (L - M) \cdot 10^3$$

Где $\omega_c = 2\pi f$ - угловая частота напряжения в радианах, рад/с

L - индуктивность катушки реактора, Гн

M - взаимная индуктивность между фазами реактора, Гн

1.4.) Сопротивление электрической дуги в начальный момент времени

$$R_{Д}^{(1)} = \sqrt{\frac{U_{cp.HH}^2}{3 \cdot I_{п0}^2 \cdot K_C^2} - X_1 \Sigma^2 - R_1 \Sigma}$$

Где $I_{п0}$ - начальное значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ, кА

$R_1 \Sigma, X_1 \Sigma$ - суммарные активное и индуктивное сопротивление цепи КЗ, мОм

K_C - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k}$$

Где Z_k - сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ

$$Z_K^{(3)} = \sqrt{R_1 \Sigma^2 + X_1 \Sigma^2}$$

$$Z_K^{(1)} = 1/3 \cdot \sqrt{(2 \cdot R_1 \Sigma + R_0 \Sigma)^2 + (2 \cdot X_1 \Sigma + X_0 \Sigma)^2}$$

Поскольку электрическая дуга обладает только активным сопротивлением то для расчета токов трехфазного и однофазного тока КЗ в начальный момент времени добавляем сопротивление дуги в $R_1 \Sigma$

2) Трехфазный ток короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1 \Sigma^2 + X_1 \Sigma^2}}$$

Где

$U_{cp.HH}$ - среднее номинальное напряжение сети где произошло КЗ

$R_1 \Sigma, X_1 \Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление цепи КЗ

$$R_l \sum = R_m + R_p + R_{ma} + R_{кв} + R_{ш} + R_{к} + R_{lk} + R_{вл} + R_d$$

$$X_l \sum = X_c + X_m + X_p + X_{ma} + X_{кв} + X_{ш} + X_{lk} + X_{вл}$$

Где

X_c - эквивалентное индуктивное сопротивление системы

R_T, X_T - активные и индуктивные сопротивления прямой послед тр-ра

R_{TA}, X_{TA} - активные и индуктивные сопротивления тра-ра тока

R_p, X_p - активные и индуктивные сопротивления реактора

$R_{кв}, X_{кв}$ - активные и индуктивные сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, МОМ

$R_{ш}, X_{ш}$ - активные и индуктивные сопротивления шин

R_k - суммарные сопротивления контактов и контактных сопротивлений

$R_{lk}, X_{lk}, X_{вл}$ - сопротивления кабельных и воздушных линий

R_d - сопротивление дуги в месте КЗ выбираем по табл 2

4) Ударный ток короткого замыкания

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot (1 + e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}$$

Ударный коэффициент определяем по кривым зависимости ударного коэффициента от отношений R/X . /12, с 16/ либо:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{0,01}{T_a}} ;$$

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{314 \cdot r_{\Sigma}}$$

5) Аперриодическая составляющая тока короткого замыкания.

Наибольшее значение аперриодической составляющей в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей в начальный момент времени.

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}$$

6) Учет синхронных и асинхронных электродвигателей

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от двигателей:

$$I_{no.c\delta} = \frac{E''_{\phi.c\delta}}{\sqrt{(X''_{\delta} + X_1 \Sigma)^2 + (R''_{\delta} + R_1 \Sigma)^2}}$$

7) Учет комплексной нагрузки при расчетах

В состав комплексной нагрузки могут входить синхронные и асинхронные электродвигатели, преобразователи, электротермические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания.

При определении начального значения периодической составляющей тока кз комплексную нагрузку в схему замещения прямой последовательности следует вводить эквивалентной сверхпереходной ЭДС и сопротивлением прямой последовательности.

Метод учета комплексной нагрузки зависит от характера исходной схемы замещения и положения расчетной точки КЗ.

В радиальной схеме допускается не учитывать влияние статических потребителей (преобразователей, электротермических установок, электрического освещения).

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток, а также периодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени от асинхронных и синхронных электродвигателей в радиальных схемах следует рассчитывать в соответствии с /4, с 47/

8) Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании.

При расчете минимального значения тока КЗ для произвольного момента времени необходимо учитывать увеличение активного сопротивления проводников вследствие их нагрева током КЗ.

В зависимости от целей расчета увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется определять с учетом или без учета теплоотдачи в

окружающую среду, а также с учетом или без учета электрической дуги в месте КЗ.

Увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется учитывать с помощью коэффициента K_s , зависящего от материала и температуры проводника.

Пример расчета токов трехфазного КЗ

Для расчёта токов КЗ на основе однолинейной электрической схемы электроснабжения механического цеха составляем схемы замещения для всех типовых расчётных точек КЗ (шины КТП, ввод шинпровода ШРА, наиболее удалённый ЭП). Составленные схемы даны на рисунке.

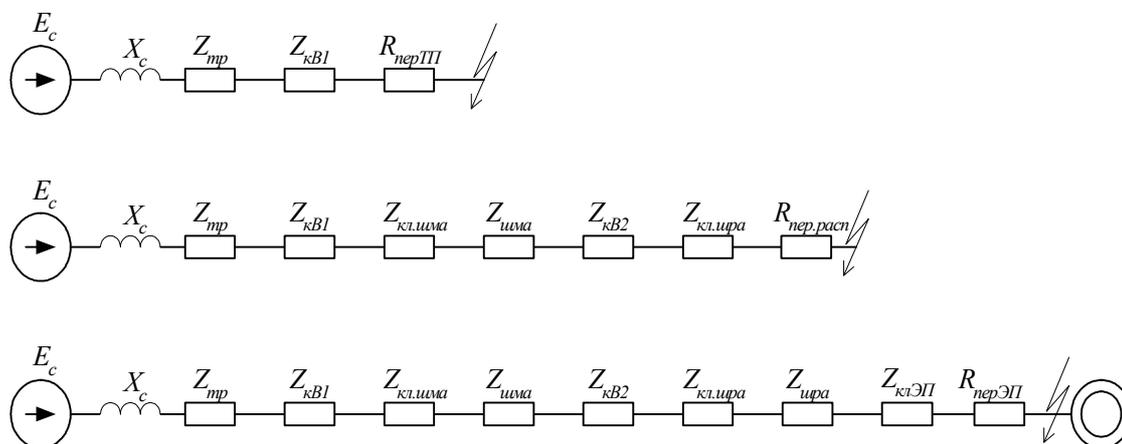


Рисунок – Схемы для расчёта токов КЗ в типовых точках

Находим сопротивление системы, приведённое к напряжению 0,4 кВ:

здесь $I_{откл.10кВ}=20$ кА – отключающая способность выключателя 10 кВ.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 1000 = 0,44 \text{ мОм.}$$

Сопротивление трансформатора ТМ-1600/10/0,4 /6, с. 137/, приведённое к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{тр} = 1,1 + j5,4 \text{ мОм.}$$

Сопrotивления шинопроводов ШМА и ШРА, а также кабельных линий определяем по удельным сопротивлeниям /6, с. 138, 139/ и их длине:

$$\text{Например, } Z_{\text{ШМА1}}=(0,02+j0,02)\cdot 18,5=(0,37+j0,37) \text{ мОм.}$$

Аналогично определяются сопротивления остальных проводников.

Сопротивления автоматических выключателей найдены по /6, с. 139, таблица 2.54/ в зависимости от их номинальных токов.

$$Z_{\text{кВ1}}=(0,13+j0,07) \text{ мОм;}$$

$$Z_{\text{кВ2}}=(0,25+j0,1) \text{ мОм.}$$

Переходное сопротивление контактных соединений зависит от места КЗ, т.е. от удаленности КЗ от шин ТП /6, с. 137, 138/:

$$R_{\text{перТП}}=15 \text{ мОм;}$$

$$R_{\text{пер,расп}}=20 \text{ мОм;}$$

$$R_{\text{перЭП}}=30 \text{ мОм.}$$

Результирующее сопротивление при КЗ на вводе ШМА:

$$z_{\Sigma\text{ШМА}}=X_{\text{С}}+Z_{\text{тр}}+Z_{\text{кВ1}}+R_{\text{перТП}}=0,44+1,1+j5,4+0,13+j0,07+15=16,67+j5,47 \text{ мОм.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на вводе ШМА /6, с. 141, формула 2.183/:

$$I_{\text{п0 ШМА}}=\frac{400}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{16,67^2+5,47^2}}=13,163 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом найдены токи трёхфазного КЗ для остальных типовых точек КЗ, данные и результаты приведены в таблице.

Ударный ток находится по формуле /6, с. 127/:

Для ввода ШМА:

$$T_{\text{а}}=\frac{5,47}{314\cdot 16,67}=0,001 \text{ с;}$$

$$K_{\text{уд}}=1,02+0,98 e^{\frac{0,01}{0,001}}=1,02;$$

$$i_{\text{уд}}=\sqrt{2}\cdot 13,163\cdot 1,02=18,988 \text{ кА.}$$

Таблица – Расчет токов трехфазного КЗ

| Точка КЗ | $R1\sum$ [МОм] | $X1\sum$ [МОм] | Куд | $I_{по(3)}$ [кА] | $I_{уд(3)}$ [кА] |
|----------------|-------------------|-------------------|------|------------------|------------------|
| Первый вариант | | | | | |
| ШИНЫ КТП | 16,22 | 5,9 | 1,02 | 13,37 | 19,29 |
| ШРА1 | 22,64 | 6,78 | 1,02 | 9,76 | 14,09 |
| ШРА2 | 22,43 | 6,62 | 1,02 | 9,87 | 14,24 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 1,02 | 10,07 | 14,53 |
| ШРА4 | 23,74 | 6,39 | 1,02 | 9,39 | 13,54 |
| ШРА5 | 24,76 | 6,01 | 1,02 | 9,06 | 13,07 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 1,02 | 4,11 | 5,93 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 1,02 | 6,66 | 9,61 |
| СП3 | 23,54 | 6,56 | 1,02 | 9,44 | 13,62 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 1,02 | 9,41 | 13,57 |
| СП5 | 22,69 | 6,08 | 1,02 | 9,82 | 14,17 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 1,02 | 3,36 | 4,85 |
| Второй вариант | | | | | |
| Точка КЗ | $R1\sum$ [МОм] | $X1\sum$ [МОм] | Куд | $I_{по(3)}$ [кА] | $I_{уд(3)}$ [кА] |
| ШРА1 | 23,16 | 6,17 | 1,02 | 9,63 | 13,89 |
| ШРА2 | 22,3 | 5,84 | 1,02 | 10,01 | 14,44 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 1,02 | 10,07 | 14,53 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 1,02 | 4,11 | 5,93 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 1,02 | 6,66 | 9,61 |
| СП3 | 23,43 | 6,44 | 1,02 | 9,5 | 13,7 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 1,02 | 9,41 | 13,57 |
| СП5 | 22,69 | 60,86 | 1,32 | 3,55 | 6,65 |
| СП6 | 24,46 | 6,56 | 1,02 | 9,11 | 13,15 |
| СП7 | 26,84 | 6,31 | 1,02 | 8,37 | 12,07 |
| СП8 | 43,47 | 7,95 | 1,01 | 5,22 | 7,53 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 1,02 | 3,36 | 4,85 |

Практическое занятие №3

Расчет однофазного короткого замыкания.

Однофазное короткое замыкание является несимметричным коротким замыканием и при его расчета следует учитывать возникновение токов нулевой последовательности.

Расчет токов несимметричных КЗ следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих.

При этом предварительно следует составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы.

Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин - принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

Алгоритм расчета однофазного короткого замыкания.

Алгоритм расчета токов короткого замыкания построен в соответствии с рекомендациями и по методикам изложенными в следующих источниках: /4./ и /12/.

Как и в случае расчета трехфазного тока короткого замыкания для расчета однофазного короткого замыкания следует найти сопротивления элементов схемы замещения.

Следует особо отметить тот факт, что однофазное короткое замыкание является несимметричным и при его расчете следует учитывать возникновение токов нулевой последовательности.

Однофазный ток короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле:

$$I_{no}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2 \cdot R_1 \Sigma + R_0 \Sigma)^2 + (2 \cdot X_1 \Sigma + X_0 \Sigma)^2}}$$

Где $R1\Sigma, X1\Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление прямой последовательности относительно точки КЗ, мОм

$R0\Sigma, X0\Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ, мОм

$$R_0\Sigma = R_{0m} + R_p + R_{ma} + R_{кв} + R_{к} + R_{0ш} + R_{0к} + R_{0в} + R_{л}$$

$$X_0\Sigma = X_{0T} + X_p + X_{ma} + X_{кв} + X_{0ш} + X_{0к} + X_{0в}$$

Где $R0T, X0T$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора.

$R0ш, X0ш$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода.

$R0к, X0к$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля.

$R0в, X0в$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии.

$$R_{0вл} = R1 + 3R3 = R1 + 0.15 \text{ мОм/м}$$

$$X_{0вл} = 3X1вл$$

Пример расчёта токов однофазного КЗ.

Сопротивления нулевой последовательности шин зависят от многих факторов: расположения и выполнения заземляющих проводников, близости проводящих металлоконструкций и др.

В практических расчетах активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шин принимают в диапазоне соответственно: $\Gamma_{0ш}=(5...14,7)\Gamma_{1ш}$; $x_{0ш}=(7,5...9,4)x_{1ш}$.

В большинстве случаев допустимо считать $\Gamma_{0ш}=10\Gamma_{1ш}$; $x_{0ш}=8,5x_{1ш}$.

При отсутствии заводских данных можно принимать: для шинпроводов $\Gamma_{0ш}=10\Gamma_{1ш}$ и $x_{0ш}=1x_{1ш}$; для трехжильных кабелей $\Gamma_{0к}=10\Gamma_{1к}$; $x_{0к}=4x_{1к}$.

В таблице показаны суммарные сопротивления схем замещения прямой и нулевой последовательностей относительно расчётных точек однофазного КЗ,

там приведены значения периодической составляющей тока однофазного КЗ и ударного тока при однофазном КЗ.

Для точки короткого замыкания «Шины КТП» имеем:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2 \cdot R_1 \Sigma + R_0 \Sigma)^2 + (2 \cdot X_1 \Sigma + X_0 \Sigma)^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 16,67 + 16,67)^2 + (2 \cdot j5,47 + j5,47)^2}} = 13,2$$

Таблица – Расчет токов однофазного КЗ.

| Точка КЗ | R1Σ [МОм] | X1Σ [МОм] | R0Σ [МОм] | X0Σ [МОм] | Куд | Iпо(1) [кА] | Iуд(1) [кА] |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|----------------|----------------|
| Первый вариант | | | | | | | |
| ШИНЫ КТП | 16,22 | 5,9 | 1,1 | 5,4 | 1,02 | 18,36 | 26,49 |
| ШРА1 | 22,64 | 6,78 | 21,22 | 5,46 | 1,02 | 10,01 | 14,44 |
| ШРА2 | 22,43 | 6,62 | 20,37 | 0,17 | 1,02 | 10,39 | 15 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 24,69 | 6,36 | 1,02 | 9,71 | 14 |
| ШРА4 | 23,74 | 6,39 | 36,61 | 11,42 | 1,02 | 7,91 | 11,41 |
| ШРА5 | 24,76 | 6,01 | 46,79 | 7,55 | 1,02 | 7,04 | 10,16 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 176,96 | 87,97 | 1,02 | 2,24 | 3,24 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 134,74 | 19,09 | 1,02 | 3,37 | 4,87 |
| СП3 | 23,54 | 6,56 | 39,19 | 11,73 | 1,02 | 7,71 | 11,12 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 39,02 | 10,17 | 1,02 | 7,75 | 11,17 |
| СП5 | 22,69 | 6,08 | 29,71 | 9,17 | 1,02 | 8,87 | 12,79 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 186,96 | 87,97 | 1,02 | 2,02 | 2,91 |
| Второй вариант | | | | | | | |
| ШРА1 | 23,16 | 6,17 | 16,67 | 5,46 | 1,02 | 10,58 | 15,26 |
| ШРА2 | 22,3 | 5,84 | 30,34 | 9,93 | 1,02 | 8,88 | 12,81 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 25,77 | 7,33 | 1,02 | 9,53 | 13,75 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 176,96 | 87,97 | 1,02 | 2,24 | 3,24 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 134,74 | 19,09 | 1,02 | 3,37 | 4,87 |
| СП3 | 23,43 | 6,44 | 23,43 | 6,44 | 1,02 | 9,5 | 13,7 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 39,02 | 10,17 | 1,02 | 7,75 | 11,17 |
| СП5 | 22,69 | 60,86 | 29,7 | 9,17 | 1,32 | 4,59 | 8,59 |
| СП6 | 24,46 | 6,56 | 34,02 | 11,9 | 1,02 | 7,99 | 11,53 |
| СП7 | 26,84 | 6,31 | 46,54 | 9,31 | 1,02 | 6,75 | 9,73 |
| СП8 | 43,47 | 7,95 | 129,69 | 15,42 | 1,01 | 3,16 | 4,56 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 186,96 | 87,97 | 1,02 | 2,02 | 2,91 |

Практическое занятие №4

Разработка схем низковольтного электроснабжения и обеспечение их защиты.

Методика технико-экономического анализа схем низковольтного электроснабжения.

Технико-экономические расчеты выполняем на основе методик изложенных в /9/ и /27/.

Для определения наиболее выгодного как с точки зрения эксплуатации, так и с точки зрения строительства варианта схемы электроснабжения цеха необходимо определить среднегодовые эквивалентные расходы. Определить среднегодовые эквивалентные расходы можно как для двух вариантов схем электроснабжения целиком, так и для различающихся в них элементов. Второй вариант предпочтительнее ввиду экономии времени.

Как уже описано выше среднегодовые эквивалентные расходы состоят из суммарных капиталовложений в оборудование и издержек. Издержки состоят из эксплуатационных расходов, амортизационных отчислений и стоимости потерь электроэнергии.

Ввиду того что неотъемлемой частью расчета среднегодовых эквивалентных расходов являются потери электроэнергии их также необходимо рассчитать. Потери электроэнергии будем определять по методике, изложенной в «Положение о нормировании технологических потерь при передаче и распределении электроэнергии. Приказ N 267 от 4 октября 2005 г.»

Для того чтобы перейти к изложению методики расчета потерь электроэнергии следует сначала описать используемые термины:

Отпайка – любое отходящее присоединение от ШМА (ШРА, РП, РЦ, ЩОС) или ШРА запитанный кабелем непосредственно от КТП.

Отходящее присоединение – фидеры КТП то есть ШМА; ШРА, кабели питающие РП (РЦ) или ШРА.

Узел - группа однотипных ЭП, подключенных к одному РП или равномерно распределенных вдоль ШРА.

При расчете потерь следует учитывать следующие факторы:

- 1) Количество присоединений на КТП – сумма всех отходящих присоединений на КТП, кроме АВР на 0,4 кВ.
- 2) Суммарное количество отпаяк в сети – любое отходящее присоединение.
- 3) Удельное сопротивление отходящего присоединения, то есть ШМА, проводник соединяющий РП или ШРА с шинами КТП, ШРА если он непосредственно подключен к шинам КТП – иначе это сопротивления всех присоединений КТП, кроме АВР на 0,4 кВ.
- 4) Количество отпаяк на данном присоединении – любое отходящее присоединение от ШМА или ШРА, запитанное кабелем от КТП.
- 5) Длина ШМА – расстояние от начала ШМА до точки подключения ШРА или РП или длина кабеля, которым запитан ШРА от шин КТП
- 6) Удельное сопротивление ШРА или проводника, соединяющего РП и ШМА для соответствующей отпайки.
- 7) Число узлов на ШРА или РП.
- 8) Длина ШРА до узла – длина ШРА до центра группы однотипных электроприемников или длина проводника, которым РП подключено к ШМА или шинам КТП.
- 9) Чем выполнено подключение ЭП в данном узле – удельное сопротивление и длина проводника.
- 10) Показатели ЭП данного узла – номинальная мощность, коэффициент мощности.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ является метод оценки потерь на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Алгоритм определения капитальных вложений.

Исходя из типа элемента и его стоимости как вносимой пользователем вручную, так и выбираемой из справочных данных САПР вычисляется как

стоимость отдельных элементов, так и стоимость среднегодовых эквивалентных расходов.

Суммарные капитальные вложения определяются следующей формулой:

$$\sum K = \sum (Z_n \cdot n), \text{ где } Z_n - \text{ цена того или иного элемента сети; } N -$$

количество или длина.

Алгоритм расчета потерь электроэнергии.

Алгоритм расчета потерь электроэнергии разработан в соответствии с расчетными методиками, изложенными в /26/. Алгоритм делится на две ветви. Первая ветвь предназначена для расчета потерь для радиальных схем электроснабжения с нагрузкой сосредоточенной в конце линии, а вторая для схем в которых нагрузка равномерно распределена по ШРА.

Студент, исходя из табличных данных, по справочным данным выбирает элементы схемы сети, их тип, количество и длину. Потери электроэнергии в проводниках определяются по расчётному току для одного или нескольких рассматриваемых вариантов электроснабжения цеха.

1) Для радиальных схем потери определяем по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot L \cdot T_g / 10^6$$

Где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление проводника, мОм/м;

L – длина проводника, м;

T_g – количество часов в году, 8760 ч.

2) Для схем, где нагрузка равномерно распределена вдоль ШРА:

$$\Delta W = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot L_{эkv} \cdot T_g / 10^6$$

Где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление проводника, мОм/м;

$L_{эkv}$ – длина проводника, м;

T_g – количество часов в году, 8760 ч.

$$L_{эkv} = L_m + 0,44 \cdot L_{2-3} + 0,22 \cdot L_1$$

Где L_m – Длина магистрали, м;

L_{2-3} – Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, м;

L_1 – Длина однофазных ответвлений, м;

Алгоритм определения эксплуатационных издержек и среднегодовых эквивалентных расходов.

Расчетный алгоритм построен на основе методической информации из /27/.

Расчеты ведем по следующим формулам:

1) Суммарные капиталовложения – сумма всех затрат на оборудование

$$K = \sum Z$$

Где Z – Затраты на оборудование

2) Издержки определяются суммой издержек:

$$I = I_{\text{тэр}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Где $I_{\text{тэр}}$ – издержки на текущие эксплуатационные расходы;

$I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии.

3) Издержки на текущие эксплуатационные расходы:

$$I_{\text{тэр}} = \alpha_{\text{тэр}} \cdot K$$

Где $\alpha_{\text{тэр}}$ - норма отчислений на обслуживание и ремонты цеховой сети

4) Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = K / T_{\text{сл}}$$

Где $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

4) Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W$$

Где C_0 = удельная стоимость потерь электроэнергии

5) Эквивалентные среднегодовые расходы:

$$Z = E \cdot K + I$$

где E – норматив дисконтирования (пороговое значение рентабельности, выбранный для инвестиционного проекта, должен учитывать и процент инфляции).

Технико-экономический анализ вариантов схем.

При выборе оптимального варианта необходимо учитывать капитальные вложения и издержки, которые включают в себя отчисления на эксплуатацию, ремонты, амортизацию и стоимость потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в ШРА4 в первом варианте: $L_{эв} = 18,59$ м.

$$\Delta W_{ШРА4} = 3 \cdot 249,38^2 \cdot 18,59 \cdot 8760 / 1000 = 6315,17 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери электроэнергии в 1 и 2 вариантах составили:

Таблица – Потери электроэнергии в каждом элементе сети

| Проводник | Ip [А] | Rуд, [мОм] | L, [М] | Потери, [кВт•ч] |
|----------------|---------|------------|--------|-----------------|
| первый вариант | | | | |
| ШРА4 | 249,38 | 0,2 | 18,39 | 6315,17 |
| ШРА5 | 128,13 | 0,2 | 18,39 | 1667,36 |
| КЛ ШМА1-ШРА4 | 249,38 | 0,4 | 2,5 | 1658,87 |
| КЛ ШМА1-ШРА5 | 128,13 | 1,1 | 2,5 | 1186,66 |
| КЛ ШМА2-СП3 | 1095,39 | 0,06 | 22 | 47866,83 |
| 85-87 | 283,01 | 0,27 | 6,5 | 3694,07 |
| 94-96 | 226,41 | 0,23 | 33,9 | 10960,6 |
| 100-102 | 249,05 | 0,23 | 15,6 | 6103,02 |
| 104, 105 | 313,48 | 0,27 | 9,39 | 6554,45 |
| 106-109 | 125,38 | 0,76 | 42,59 | 13553,5 |
| 110, 111 | 67,91 | 1,53 | 17,1 | 3192,54 |
| 112-114 | 88,81 | 1,1 | 21,7 | 4948,79 |
| 115-117 | 114,94 | 0,76 | 31 | 8287,43 |
| 118 | 67,91 | 1,53 | 8,8 | 1642,94 |
| ИТОГО | | | | 117633,21 |
| второй вариант | | | | |
| КЛ ШМА1-СП6 | 236,57 | 0,15 | 4,69 | 1106,01 |
| КЛ ШМА1-СП7 | 95,62 | 0,54 | 4,69 | 620,13 |
| КЛ ШМА1-СП8 | 88,01 | 0,54 | 23,29 | 2603,86 |
| КЛ ШМА1-СП3 | 1095,39 | 0,06 | 29,1 | 63314,76 |
| 85-87 | 283,01 | 0,27 | 23,7 | 13469,17 |
| 94-96 | 226,41 | 0,23 | 22,7 | 7339,4 |
| 100-102 | 249,05 | 0,23 | 23,2 | 9076,28 |
| 104, 105 | 313,48 | 0,27 | 19,2 | 13387,82 |
| 106-109 | 125,38 | 0,76 | 52,5 | 16703,25 |
| 110, 111 | 67,91 | 1,53 | 28,39 | 5302,24 |
| 112-114 | 88,81 | 1,1 | 22,6 | 5154,04 |
| 115-117 | 114,94 | 0,76 | 19,7 | 5266,53 |
| 118 | 67,91 | 1,53 | 4,69 | 877,48 |
| ИТОГО | | | | 144222,2 |

Расчёт капитальных вложений и издержек.

Капиталовложения в ШРА4: $K_{\text{ШРА4}}=18,40 \cdot 15,5=285,2$ руб.

Стоимости отдельных элементов электрической сети определены согласно /2, с. 551–552/ и /8, с. 180/.

Рассчитываем составляющие издержек и суммарные издержки:

$I_{\text{тэп1}}=0,023 \cdot 1132,84=26,1$ тыс. руб.; $I_{\text{тэп2}}=0,023 \cdot 775,37=17,9$ тыс. руб.;

$I_{\text{ам1}}=\frac{1132,84}{20}=56,7$ тыс. руб.; $I_{\text{ам2}}=\frac{775,37}{20}=38,8$ тыс. руб.;

$I_{\Delta W2}=0,029 \cdot 118267,8=3429,8$ тыс. руб.;

$I_{\Delta W3}=0,029 \cdot 144221=4182,4$ тыс. руб.;

$I_1=26,1+56,7+3429,8=3512,6$ тыс. руб.;

$I_2=17,9+38,8+3588,1=3644,8$ тыс. руб..

Удельная стоимость потерь электроэнергии /11, рис. 34.9/, в ценах 1989 г.

Среднегодовые эквивалентные расходы.

$Z_1=0,1 \cdot 1134,4+3512,6=3627$ тыс. руб.;

$Z_2=0,1 \cdot 776,5+3644,8=4306,22$ тыс. руб.

Таблица – Капиталовложения с учетом потерь для каждого варианта

| Проводник | Сечение (марка), | L [М] | K,[руб/м] | Сумма,[тыс.руб] |
|-------------------------------------|------------------|----------|-----------|-----------------|
| Первый вариант | | | | |
| ШРА4 | ШРА73У3,250 А | 18,39 | 15,5 | 285,2 |
| ШРА5 | ШРА73У3, 250 А | 18,39 | 15,5 | 285,2 |
| КЛ ШМА1-ШРА4 | 3x95 | 2,5 | 1,99 | 4,97 |
| КЛ ШМА1-ШРА5 | 3x95 | 2,5 | 1,07 | 2,67 |
| КЛ ШМА2-СПЗ | 3•(3x185) | 22 | 10,07 | 221,75 |
| 85-87 | 2•(3x70) | 6,5 | 3,25 | 21,19 |
| 94-96 | 3x150 | 33,9 | 2,8 | 95,25 |
| 100-102 | 3x150 | 15,6 | 2,8 | 43,83 |
| 104, 105 | 2•(3x70) | 9,39 | 3,25 | 30,64 |
| 106-109 | 3x50 | 42,59 | 1,34 | 57,08 |
| 110, 111 | 3x25 | 17,1 | 0,83 | 14,36 |
| 112-114 | 3x35 | 21,7 | 1,07 | 23,21 |
| 115-117 | 3x50 | 31 | 1,34 | 41,54 |
| 118 | 3x25 | 8,8 | 0,83 | 7,39 |
| Потери электроэнергии | | 117632,3 | 0,02 | 3429,76 |
| Капитальные затраты | | | | 1132,84 |
| Среднегодовые эквивалентные расходы | | | | 3627 |

Продолжение таблицы

| Проводник | Сечение (марка), [mm ² .] | L [М] | К [руб/м] | Сумма [тыс.руб] |
|-------------------------------------|---|--------|--------------|--------------------|
| Второй вариант | | | | |
| КЛ ШМА1-СП6 | 3x240 | 4,69 | 4,21 | 19,83 |
| КЛ ШМА1-СП7 | 3x70 | 4,69 | 1,62 | 7,66 |
| КЛ ШМА1-СП8 | 3x70 | 23,29 | 1,62 | 37,97 |
| КЛ ШМА1-СП3 | 3•(3x185) | 29,1 | 10,07 | 293,32 |
| 85-87 | 2•(3x70) | 23,7 | 3,25 | 77,26 |
| 94-96 | 3x150 | 22,7 | 2,8 | 63,78 |
| 100-102 | 3x150 | 23,2 | 0 | 0 |
| 104, 105 | 2•(3x70) | 19,2 | 3,25 | 62,59 |
| 106-109 | 3x50 | 52,5 | 1,34 | 70,34 |
| 110, 111 | 3x25 | 28,39 | 0,83 | 23,85 |
| 112-114 | 3x35 | 22,6 | 1,07 | 24,18 |
| 115-117 | 3x50 | 19,7 | 1,34 | 26,39 |
| 118 | 3x25 | 4,69 | 0,83 | 3,94 |
| Потери электроэнергии | | 144221 | 0,029 | 4182,4 |
| Капитальные затраты | | | | 775,37 |
| Среднегодовые эквивалентные расходы | | | | 4306,22 |

Разработка конкурентно-способных вариантов схем низковольтного электроснабжения.

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

обеспечивать необходимую надежность электроснабжения приемников электроэнергии в зависимости от их категории;

быть удобными и безопасными в эксплуатации;

иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум среднегодовых эквивалентных расходов);

иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение индустриальных и скоростных методов монтажа.

Схемы цеховых сетей делят на магистральные и радиальные. Линию цеховой электрической сети, отходящую от распределительного устройства низшего напряжения цеховой ТП и предназначенную для питания отдельных наиболее мощных приемников электроэнергии и распределительной сети цеха,

называют главной магистральной линией (или главной магистралью). Главные магистрали рассчитывают на большие рабочие токи (до 6300 А); они имеют небольшое количество присоединений. Широко применяют магистральные схемы типа блока трансформатор–магистраль (БТМ). В такой схеме отсутствует РУ низшего напряжения на цеховой подстанции, а магистраль подключается непосредственно к цеховому трансформатору через вводной автоматический выключатель. При двухтрансформаторной подстанции и схеме БТМ между магистралями для взаимного резервирования устанавливают перемычку с автоматическим выключателем. Рекомендуется применять магистральные схемы с числом отходящих от ТП магистралей, не превышающим числа силовых трансформаторов. На основе вышеизложенных предпосылок и рекомендаций, содержащихся в /8, с.172–175/, было сформировано два варианта электроснабжения цеха, представленных на рис.

Цех состоит из четырех отделений: механическое отделение, сборочная площадка, термическое отделение, сварочное отделение.

В обоих вариантах электроснабжение механического отделения выполнено с помощью распределительного шинопровода установленного на стойках на высоте 3,5 метра. А электроснабжение остальных отделений цеха отличается.

В частности в первом варианте сборочное отделение питается от ШРА, а во втором от РШ.

Электроснабжение термического и сварочного отделений выполнены с помощью РШ и в обоих вариантах отличаются друг от друга местом расположения СПЗ.

Питание к станкам подведено в металлических трубах, которые являются одновременно и нулевым проводом.

Питание РШ осуществляется с помощью трехжильных кабельных линий, а в качестве нулевого провода используется одножильный кабель меньшего типоразмера.

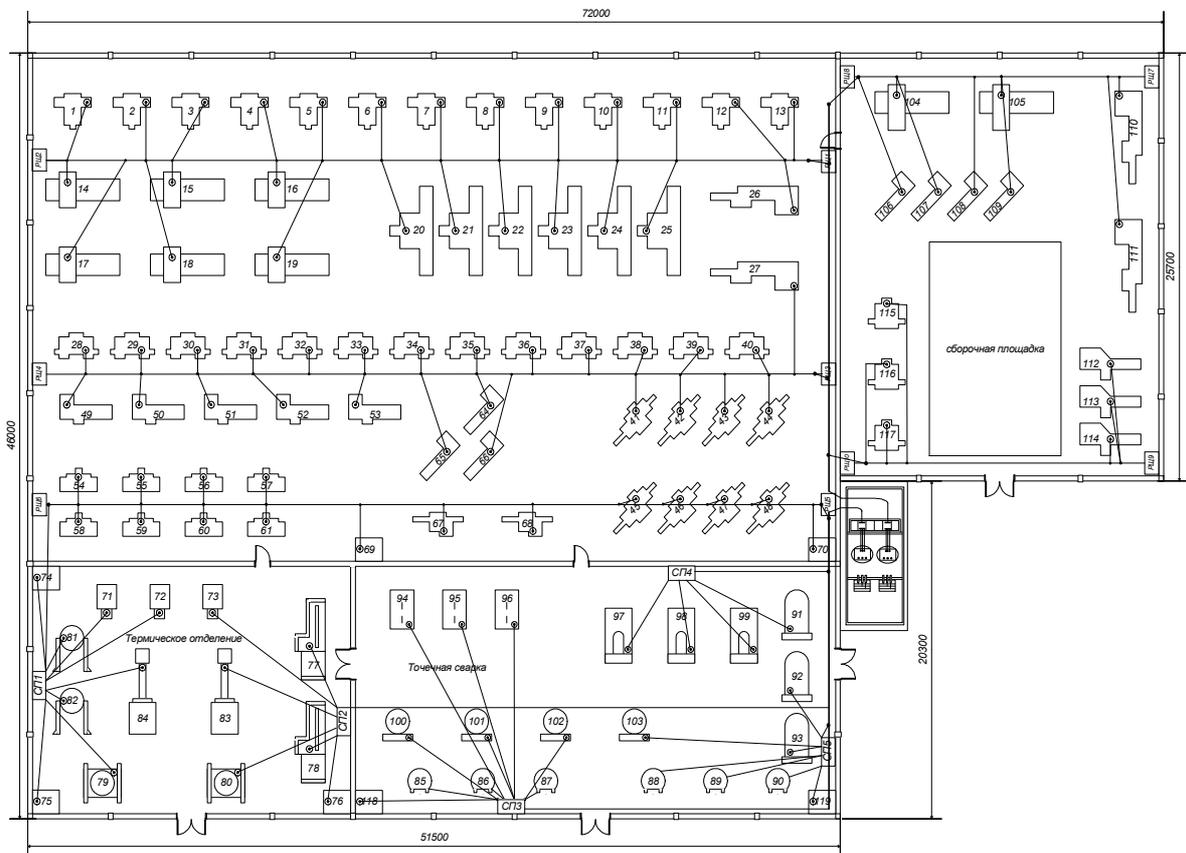


Рисунок – Первый вариант электроснабжения цеха

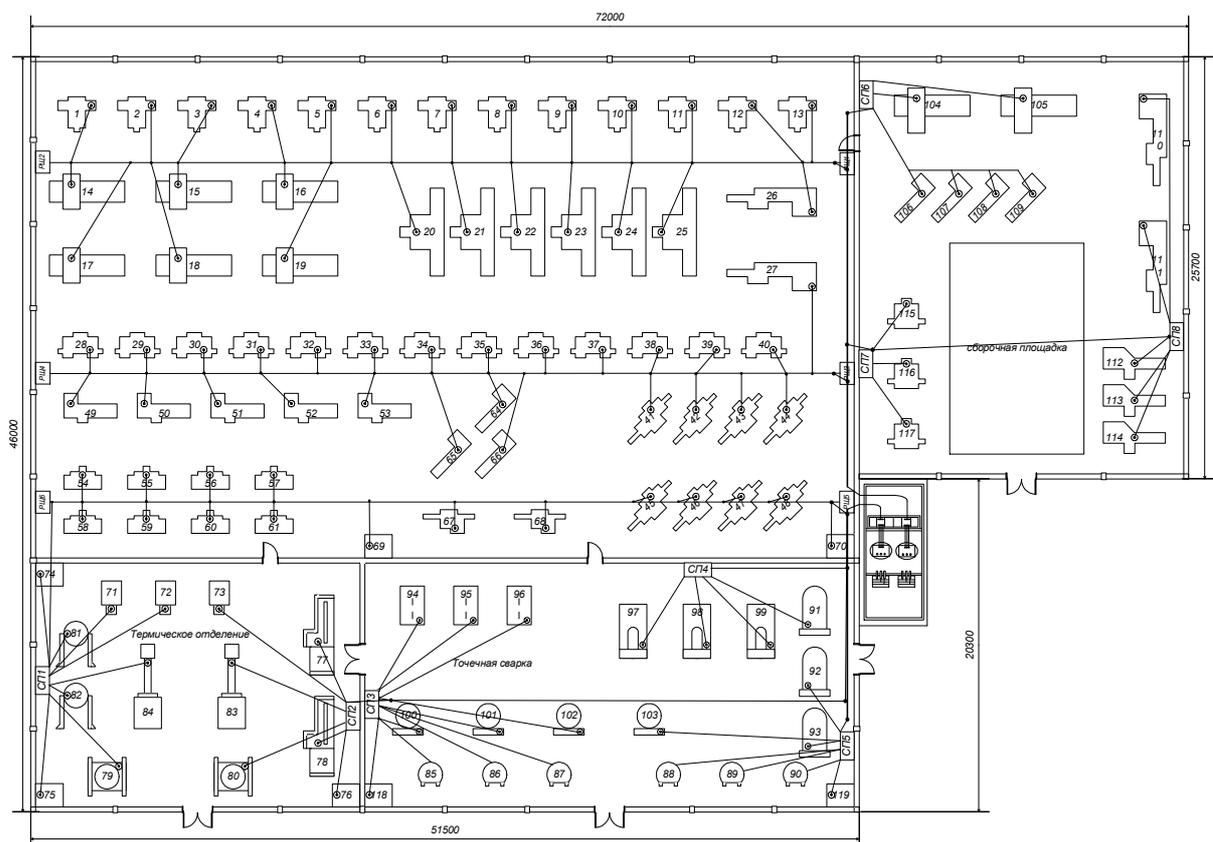


Рисунок – Второй вариант электроснабжения цеха

Выбор сечений проводников и коммутационно-защитной аппаратуры.

При выборе аппаратов и проводников должны учитываться:

прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;

- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- технико-экономическая целесообразность;
- соответствие окружающей среде и роду установки;
- достаточная механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.
- согласование сечений с коммутационно-защитной аппаратурой

Условия выбора и проверки оборудования:

1) Выбор и проверка шинпроводов:

Комплектные шинпроводы типа ШМА выбирают по расчётному току силового трансформатора, к которому подключена магистраль /8, с.184/:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ;$$

Распределительные шинпроводы типа ШРА выбираются по расчетному току нагрузки.

$$I_{ном} = \frac{\sum P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} ;$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности нагрузки; /10, с. 178/.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условию /8, с. 184/:

$$i_{уд} < i_{уд доп}$$

где $i_{уд доп}$ – допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинпровода /8, с. 177, 179/.

2) Выбор и проверка сечений проводов и жил кабелей цеховой сети:

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети выбирают по нагреву длительным расчетным током /8, с. 184, формула 7.5/:

$$I_p \leq K_{сн} \cdot I_{доп}$$

где $K_{сн}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей.

Допустимые токи уже с учётом условий прокладки определяются по ПУЭ (таблица 1.3.5).

Расчётный ток электроприёмников, присоединяемых к распределительному шинопроводу (или СП), определяется по фактически потребляемой мощности ЭП по формуле /8, с. 292/:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta};$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности нагрузки;

η – номинальный КПД /10, с. 178/.

При расчёте напряжений необходимо проверить, чтобы самое низкое из напряжений в узлах было не меньше допустимого. Вместо определения самого низкого из напряжений в узлах обычно определяют наибольшую потерю напряжения. Разница между напряжениями источника питания и узла с самым низким напряжением называется наибольшей потерей напряжения.

Потерю напряжения в каком-либо проводнике определяют по формуле /8, с. 184/:

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p (r_{уд} \cos \varphi + x_{уд} \sin \varphi) \cdot L / 1000,$$

где I_p – расчётный ток в проводнике, А;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное активное и индуктивное сопротивление проводника, мОм/м;

L – длина проводника, м.

Принятые сечения проводов и жил кабелей должны соответствовать защитному устройству /8, с. 185/:

$$I_{дл.дон} \geq I_3 \cdot k_{защ}$$

где I_3 – параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток);

$k_{защ}$ – коэффициент защиты /8, с. 186, таблица 7.6/.

3) Выбор и проверка предохранителей.

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электрических установок от токов КЗ и перегрузок.

Основными его характеристиками являются номинальный ток плавкой вставки $I_{ном.вст}$, номинальный ток предохранителя $I_{ном.пр}$, номинальное напряжение предохранителя $U_{ном.пр}$, номинальный ток отключения предохранителя $I_{ном.откл}$, защитная (времятоковая) характеристика предохранителя.

Номинальным током плавкой вставки называют ток, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы в нормальном режиме.

Номинальный ток предохранителя – это ток, при длительном протекании которого не наблюдается перегрева предохранителя в целом. Необходимо иметь в виду, что в предохранителе может использоваться плавкая вставка с номинальным током, меньшим номинального тока предохранителя.

Номинальное напряжение предохранителя определяет конструкцию предохранителя и длину плавкой вставки.

Отключающая способность предохранителя характеризуется номинальным током отключения, являющимся наибольшим током КЗ, при котором предохранитель разрывает цепь без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей работе после смены плавкой вставки.

Наибольшее распространение в сетях напряжением до 1 кВ получили предохранители типа НПН (насыпной неразборный) и типа ПН2 (насыпной разборный).

Различают плавкие предохранители инерционные (типа ИП), способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безинерционные (типов НПН, ПН2) с ограниченной способностью к перегрузкам.

Выбор предохранителей производят по условиям /8, с.283/:

$$U_{ном.пр} \geq U_{ном.уст};$$

$$I_{ном.пр} \geq I_{р.тах},$$

где

$U_{ном.уст}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{р.тах}$ – максимальный рабочий ток.

Плавкая вставка для безинерционных предохранителей выбирается следующим образом /8, 283/:

$$I_{ном.вст} \geq I_{р.тах};$$

$$I_{ном.вст} \geq i_n / K_{пер},$$

где i_n – пусковой ток одного двигателя.

$K_{пер}=2,5$ – при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с нечастыми пусками и длительностью пускового периода не более 2,5с или при защите линии, питающей силовую или смешанную нагрузку;

$K_{пер}=1,6$ – при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с частыми пусками или большой длительностью пускового периода; /8, с. 284/.

Согласование предохранителей с выбранными сечениями.

Токи плавких вставок должны соответствовать кратностям токов однофазных КЗ в сетях с заземлённой нейтралью /8, с. 284/:

$$I_{n0}^{(1)} \geq K_{з,о} \cdot I_{ном.вст}.$$

где $K_{з,о}=3$ – кратность тока замыкания в помещениях с нормальной средой.

4) Выбор и проверка автоматических выключателей.

Наряду с плавкими предохранителями в установках напряжением до 1 кВ широко применяют автоматические воздушные выключатели, выпускаемые в одно-, двух- и трехполюсном исполнении, постоянного и переменного тока.

Автоматические выключатели снабжают специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от типа выключателя выполняют в

виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты.

Для этого используют электромагнитные и тепловые реле. Эти реле называют расцепителями.

Конструктивно автоматические выключатели намного сложнее предохранителей и представляют собой сочетание выключателя и расцепителя.

Номинальным током автоматического выключателя $I_{ном.а}$ называют наибольший ток, при протекании которого выключатель может длительно работать без повреждений.

Номинальным напряжением автоматического выключателя $U_{ном.а}$ называют указанное в паспорте напряжение, равное напряжению электрической сети, для работы в которой этот выключатель предназначен.

Номинальным током расцепителя $I_{ном.рас}$ называют указанный в паспорте ток, длительное протекание которого не вызывает срабатывание расцепителя.

Током уставки расцепителя называют наименьший ток, при протекании которого расцепитель срабатывает.

При выборе уставок тока срабатывания автоматических выключателей необходимо учитывать различия в характеристиках и погрешности в работе расцепителей выключателей.

Существуют следующие требования к выбору автоматических выключателей:

номинальное напряжение выключателя не должно быть ниже напряжения сети;

отключающая способность должна быть рассчитана на максимальные токи КЗ, проходящие по защищаемому элементу;

номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу /8, с. 289/:

$$I_{ном.рас} \geq I_{р.мах};$$

автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию /8, с. 289/:

$$I_{ном.рас} \geq (1,1 \div 1,3) I_{р.мах};$$

при допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию /8, с. 291/: $I_{ном.рас.э} \geq (1,25 \div 1,35) i_n$; где i_n – пиковый ток.

Согласно /8, с. 291/ для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного срабатывания, минимальный ток КЗ в самой удаленной точке линии должен превышать ток уставки мгновенного срабатывания не менее чем в 1,4 раза для выключателей с номинальным током до 100 А и в 1,25 раза для всех других выключателей, т.е. в нашем должно соблюдаться условие:

$$I_{n0}^{(1)} \geq 1,25 I_{ср.б},$$

Автоматические выключатели также проверяются по отключающей способности /1, с. 255/: $I_{откл} > I_{n0}^{(3)}$.

$$\text{Расчетный ток комплектного шинпровода: } I = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2300 \text{ А}$$

Выбираем два комплектных магистральных шинпровода марки ШМА68-НУЗ с номинальным током 2500 А, с поперечным сечением прямой секции 444×215 мм длиной 4,5 м /8, с.177–178, таблица 7.3/.

Таблица – Выбор шинпроводов

| № шинпровода | Питаемые электроприёмники | P _р , кВт | Q _р , кВАр | I _р , А | I _{дл.доп} , А | Марка шинпровода |
|--------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|-------------------------|------------------|
| 1 вариант | | | | | | |
| 1 | 1–26 | 106,2 | 104,43 | 215 | 250 | ШПРА73УЗ |
| 2 | 27–44, 49–53, 64–66 | 203,5 | 200,08 | 411,9 | 630 | |
| 3 | 45–48, 54–70, СП1 | 385,4 | 183,7 | 616,8 | 630 | |
| 4 | 104–110 | 136,6 | 105,9 | 249,5 | 250 | |
| 5 | 112–115 | 72,4 | 51,2 | 128 | 250 | |
| 2 вариант | | | | | | |
| 1 | 1–26 | 106,2 | 104,43 | 215 | 250 | ШПРА73УЗ |
| 2 | 27–44, 49–53, 64–66 | 203,5 | 200,08 | 411,9 | 630 | |
| 3 | 45–48, 54–70 | 135,4 | 109,7 | 247,5 | 400 | |

Таблица – Выбор сечений питающих кабелей

| Соединяемые элементы | I_p, A | Сечение кабеля, mm^2 | $I_{дл, доп}, A$ | Марка кабеля | |
|----------------------|----------|------------------------|------------------|--------------|-------|
| 1 вариант | | | | | |
| КТП–ШМА1 | 2300 | 5·(3х240) | 2325 | АПВБГ | |
| КТП–ШМА2 | 2300 | 5·(3х240) | 2325 | | |
| ШМА1–ШРА1 | 215 | 3х95 | 255 | | |
| ШМА1–ШРА2 | 411,9 | 3х240 | 465 | | |
| ШМА1–ШРА4 | 249,5 | 3х95 | 255 | | |
| ШМА1–ШРА5 | 128 | 3х35 | 130 | | |
| ШМА2–ШРА3 | 622,8 | 2·(3х150) | 680 | | |
| ШРА3–СП1 | 371,3 | 3х185 | 390 | | |
| ШМА2–СП2 | 234,9 | 3х95 | 255 | | |
| ШМА2–СП3 | 1095,4 | 3·(3х185) | 1170 | | |
| ШМА2–СП4 | 431,7 | 3х240 | 465 | | |
| ШМА2–СП5 | 753,9 | 2·(3х185) | 780 | | |
| 2 вариант | | | | | |
| КТП–ШМА1 | 2300 | 5·(3х240) | 2325 | | АПВБГ |
| КТП–ШМА2 | 2300 | 5·(3х240) | 2325 | | |
| ШМА1–ШРА1 | 215 | 3х95 | 255 | | |
| ШМА1–ШРА2 | 411,9 | 3х240 | 465 | | |
| ШМА1–СП6 | 236,4 | 3х240 | 465 | | |
| ШМА1–СП7 | 103,9 | 3х70 | 210 | | |
| ШМА1–СП8 | 84,8 | 3х70 | 210 | | |
| ШМА2–ШРА3 | 622,8 | 2·(3х150) | 680 | | |
| ШРА3–СП1 | 371,3 | 3х185 | 390 | | |
| ШМА2–СП2 | 234,9 | 3х95 | 255 | АПВБГ | |
| ШМА2–СП3 | 1095,4 | 3·(3х185) | 1170 | | |
| ШМА2–СП4 | 431,7 | 3х240 | 465 | | |
| ШМА2–СП5 | 753,9 | 2·(3х185) | 780 | | |

Для выбора осветительного шинопровода определяется расчётный ток осветительной нагрузки /8, с. 271/:

$$I_{p,o} = \frac{P_{p,o}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; I_{ном} = \frac{39,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,91} = 60 \text{ A.}$$

По $I_{p,o} = 60 \text{ A}$ выбран специальный осветительный шинопровод ШОС-73 на ток 63 А /8, с. 270/.

Для станка №1 имеем:

$$I_{ном} = \frac{17}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,89 \cdot 0,85} = 32,43 \text{ A.}$$

Для питания станка №1 принимается провод АПВ (3х10) mm^2 с длительно-допустимым током $I_{дл, доп} = 47 \text{ A}$ /3, табл. 1.3.5/, прокладка выполняется в трубах.

Аналогично выбираются сечения питающих проводов для остальных ЭП, результаты сведены в табл.

Выбор шинпроводов и сечений кабелей также осуществляется по расчётному току, результаты сведены в табл.

Таблица – Выбор сечений проводов к ЭП

| Номер электроприёмника на плане | $P_{\text{ном}}$, кВт | I_p , А | Сечение провода (кабеля), мм ² | $I_{\text{дл, доп}}$, А | Марка провода (кабеля) |
|---------------------------------|------------------------|-----------|---|--------------------------|------------------------|
| 1–13 | 17 | 32,43 | 3x8 | 40 | АПВ |
| 14–19 | 28 | 73,1 | 3x25 | 80 | АПВ |
| 20–25 | 17 | 44,4 | 3x10 | 47 | АПВ |
| 26, 27 | 34 | 88,8 | 3x35 | 95 | АВВГ |
| 28–40 | 42 | 109,7 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 41–48 | 45 | 117,6 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 49–53 | 30 | 78,4 | 3x25 | 80 | АПВ |
| 54–61 | 24 | 62,7 | 3x25 | 80 | АПВ |
| 62, 63 | 15 | 39,2 | 3x10 | 47 | АПВ |
| 67, 68 | 40 | 104,5 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 64–66 | 32 | 83,6 | 3x35 | 95 | АВВГ |
| 69,70 | 15 | 30,1 | 3x10 | 47 | АПВ |
| 71–73 | 35 | 57,3 | 3x16 | 60 | АПВ |
| 77, 78 | 20 | 32,7 | 3x10 | 47 | АПВ |
| 79, 80 | 36 | 58,9 | 3x16 | 60 | АПВ |
| 81, 82 | 54 | 88,4 | 3x35 | 95 | АВВГ |
| 83, 84 | 67 | 109,6 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 74–76 | 18 | 36,1 | 3x10 | 47 | АПВ |
| 85–90 | 125 | 283 | 2·(3x70) | 330 | АВВГ |
| 91–93 | 110 | 249,1 | 3x150 | 255 | АВВГ |
| 94–96 | 100 | 226,4 | 3x150 | 255 | АВВГ |
| 97–99 | 90 | 203,8 | 3x120 | 220 | АВВГ |
| 100–103 | 110 | 249,1 | 3x150 | 255 | АВВГ |
| 104, 105 | 120 | 313,5 | 2·(3x70) | 330 | АВВГ |
| 106–109 | 48 | 125,4 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 110, 111 | 26 | 67,9 | 3x25 | 80 | АПВ |
| 112–114 | 34 | 88,8 | 3x35 | 95 | АВВГ |
| 115–117 | 44 | 114,9 | 3x50 | 130 | АВВГ |
| 118, 119 | 32 | 64,2 | 3x25 | 80 | АПВ |

В сетях напряжением до 1 кВ защиту электрооборудования выполняют плавкими предохранителями и расцепителями автоматических выключателей.

Выбор предохранителей.

Выбор предохранителя для ЭП № 1:

$$U_c=0,4 \text{ кВ}; \quad I_{p,\max}=44,4 \text{ А}; \quad i_{\pi}/K_{\text{пер}}=5 \cdot 44,4/2,5=88,8 \text{ А};$$

Выбираем предохранитель типа ПН2-100 с током плавкой вставки $I_{\text{ном.вст}}=100 \text{ А}$.

Аналогично выбираются предохранители для остальных ЭП, результаты представлены в табл.

Таблица – Выбор предохранителей

| Номер электроприёмника на плане | $I_p, \text{ А}$ | Марка предохранителя | $i_{\pi}/K_{\text{пер}}, \text{ А}$ | $I_{\text{вст}}, \text{ А}$ |
|---------------------------------|------------------|----------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| 1–13 | 32,43 | ПН2-100 | 88,8 | 100 |
| 14–19 | 73,1 | ПН2-250 | 146,2 | 150 |
| 20–25 | 44,4 | ПН2-100 | 88,8 | 100 |
| 26, 27 | 88,8 | ПН2-250 | 177,6 | 200 |
| 28–40 | 109,7 | ПН2-250 | 219,4 | 250 |
| 41–48 | 117,6 | ПН2-250 | 235,2 | 250 |
| 49–53 | 78,4 | ПН2-250 | 156,8 | 200 |
| 54–61 | 62,7 | ПН2-250 | 125,4 | 150 |
| 62, 63 | 39,2 | ПН2-100 | 78,4 | 100 |
| 67, 68 | 104,5 | ПН2-250 | 209 | 250 |
| 64–66 | 83,6 | ПН2-250 | 167,2 | 200 |
| 69,70 | 30,1 | ПН2-100 | 60,2 | 80 |
| 71–73 | 57,3 | ПН2-100 | – | 60 |
| 77, 78 | 32,7 | ПН2-100 | – | 40 |
| 79, 80 | 58,9 | ПН2-100 | – | 60 |
| 81, 82 | 88,4 | ПН2-100 | – | 100 |
| 83, 84 | 109,6 | ПН2-250 | – | 120 |
| 74–76 | 36,1 | ПН2-100 | 72,2 | 80 |
| 85–90 | 283 | ПН2-400 | – | 300 |
| 91–93 | 249,1 | ПН2-250 | – | 250 |
| 94–96 | 226,4 | ПН2-250 | – | 250 |
| 97–99 | 203,8 | ПН2-250 | – | 250 |
| 100–103 | 249,1 | ПН2-250 | – | 250 |
| 104, 105 | 313,5 | ПН2-630 | 617 | 630 |
| 106–109 | 125,4 | ПН2-400 | 250,8 | 300 |
| 110, 111 | 67,9 | ПН2-250 | 135,8 | 150 |
| 112–114 | 88,8 | ПН2-250 | 177,6 | 200 |
| 115–117 | 114,9 | ПН2-250 | 229,8 | 250 |
| 118, 119 | 64,2 | ПН2-250 | 128,4 | 150 |

Выбор автоматических выключателей.

Выбор автоматического выключателя, защищающего ШРА1:

$$I_{p,\max}=215 \text{ А};$$

$$i_{\text{пик}}=643,9 \text{ А};$$

$$1,3I_{p,\max}=1,1 \cdot 215=280 \text{ А};$$

$$1,25 \cdot i_{\pi}=1,25 \cdot 643,9=805 \text{ А},$$

Выбираем автоматический выключатель марки АВМ-10Н /8, с. 286, таблица 11.2/:

$$I_{\text{ном.а}}=1000 \text{ А}, \quad U_{\text{ном.а}}=0,4 \text{ кВ}, \quad I_{\text{ном.рас}}=600 \text{ А}; \quad I_{\text{рас.ном э}}=900 \text{ А}.$$

Аналогично выбраны остальные автоматические выключатели, результаты показаны в таблице.

Таблица – Выбор автоматических выключателей

| Соединяемые элементы | $I_p, \text{ А}$ | Выключатель | $I_{\text{ном}}, \text{ А}$ | $I_{\text{рас. ном}}, \text{ А}$ | $I_{\text{пик}}, \text{ А}$ | $I_{\text{рас.ном э}}, \text{ А}$ |
|----------------------|------------------|-------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1 вариант | | | | | | |
| ШМА1 | 2300 | Э25 | 2500 | 3000 | 3814 | 5000 |
| ШМА2 | 2300 | Э25 | 2500 | 3000 | 3814 | 5000 |
| ШРА1 | 215 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 643,9 | 900 |
| ШРА2 | 411,9 | АВМ-10Н | 1000 | 800 | 979,9 | 1600 |
| ШРА3 | 622,8 | АВМ-10Н | 1000 | 800 | 1190,8 | 1600 |
| ШРА4 | 249,5 | АВМ-4Н | 400 | 300 | 1763,7 | 2400 |
| ШРА5 | 128 | АВМ-4Н | 400 | 150 | 683,0 | 1200 |
| СП1 | 371,3 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 545,7 | 900 |
| СП2 | 234,9 | АВМ-4Н | 400 | 400 | 409,3 | 600 |
| СП3 | 1095,4 | АВМ-15Н | 1500 | 1500 | 1405,5 | 2200 |
| СП4 | 431,7 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 431,7 | 600 |
| СП5 | 753,9 | АВМ-10Н | 1000 | 1000 | 1064 | 1500 |
| 2 вариант | | | | | | |
| ШМА1 | 2300 | Э25 | 2500 | 3000 | 3814 | 5000 |
| ШМА2 | 2300 | Э25 | 2500 | 3000 | 3814 | 5000 |
| ШРА1 | 215 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 643,9 | 900 |
| ШРА2 | 411,9 | АВМ-10Н | 1000 | 800 | 979,9 | 1600 |
| ШРА3 | 622,8 | АВМ-10Н | 1000 | 800 | 1190,8 | 1600 |
| СП1 | 371,3 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 545,7 | 900 |
| СП2 | 234,9 | АВМ-4С | 400 | 300 | 409,3 | 600 |
| СП3 | 1095,4 | АВМ-15Н | 1500 | 1500 | 1405,5 | 2200 |
| СП4 | 431,7 | АВМ-10Н | 1000 | 600 | 431,7 | 600 |
| СП5 | 753,9 | АВМ-10Н | 1000 | 1000 | 1064 | 1500 |
| СП6 | 236,4 | АВМ-10Н | 1000 | 1000 | 1750,6 | 2000 |
| СП7 | 103,9 | АВМ-4Н | 400 | 400 | 658,9 | 800 |
| СП8 | 84,8 | АВМ-4Н | 400 | 120 | 513,7 | 800 |

Расчет токов короткого замыкания.

Для проверки выбранного электрооборудования необходимо провести расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания. Расчёты проводятся в соответствии с методикой, изложенной в п4.

Для расчёта токов КЗ составляем схемы замещения для всех типовых расчётных точек КЗ (шины КТП, ввод шинпровода ШРА, наиболее удалённый ЭП). Составленные схемы даны на рисунке.

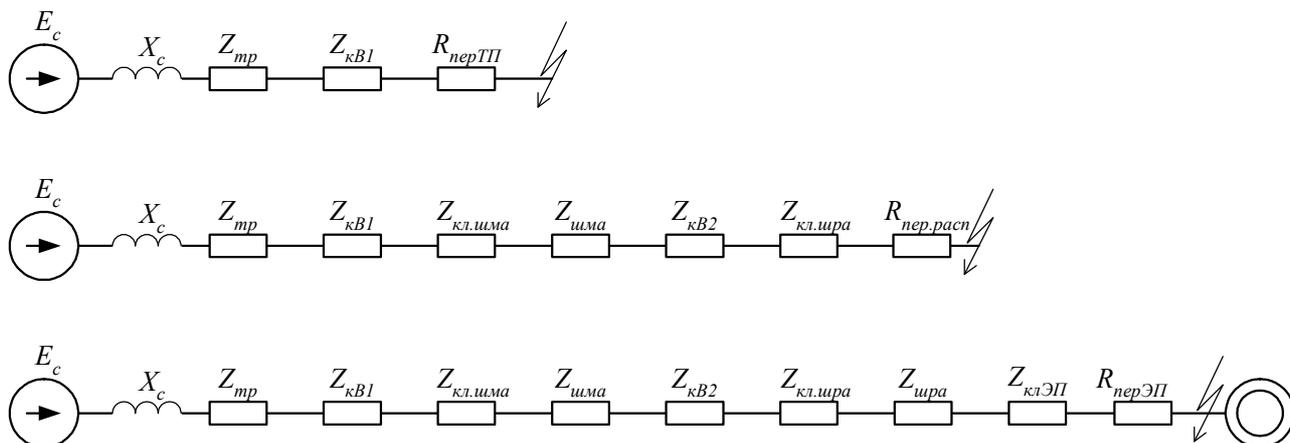


Рисунок – Схемы для расчёта токов КЗ в типовых точках

В таблицах приведены результаты расчетов короткого замыкания выполненные в САПР «Карат».

Таблица – Расчет токов трехфазного КЗ

| Точка КЗ | $R1\Sigma$ [МОм] | $X1\Sigma$ [МОм] | Куд | $I_{по(3)}$ [кА] | $I_{уд(3)}$ [кА] |
|----------------|------------------|------------------|------|------------------|------------------|
| Первый вариант | | | | | |
| ШИНЫ КТП | 16,22 | 5,9 | 1,02 | 13,37 | 19,29 |
| ШРА1 | 22,64 | 6,78 | 1,02 | 9,76 | 14,09 |
| ШРА2 | 22,43 | 6,62 | 1,02 | 9,87 | 14,24 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 1,02 | 10,07 | 14,53 |
| ШРА4 | 23,74 | 6,39 | 1,02 | 9,39 | 13,54 |
| ШРА5 | 24,76 | 6,01 | 1,02 | 9,06 | 13,07 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 1,02 | 4,11 | 5,93 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 1,02 | 6,66 | 9,61 |
| СП3 | 23,54 | 6,56 | 1,02 | 9,44 | 13,62 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 1,02 | 9,41 | 13,57 |
| СП5 | 22,69 | 6,08 | 1,02 | 9,82 | 14,17 |

Продолжение таблицы 16.

| Точка КЗ | R1Σ [МОм] | X1Σ [МОм] | Куд | Ипо(3) [кА] | Иуд(3) [кА] |
|----------------|-----------|-----------|------|-------------|-------------|
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 1,02 | 3,36 | 4,85 |
| Второй вариант | | | | | |
| ШРА1 | 23,16 | 6,17 | 1,02 | 9,63 | 13,89 |
| ШРА2 | 22,3 | 5,84 | 1,02 | 10,01 | 14,44 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 1,02 | 10,07 | 14,53 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 1,02 | 4,11 | 5,93 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 1,02 | 6,66 | 9,61 |
| СП3 | 23,43 | 6,44 | 1,02 | 9,5 | 13,7 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 1,02 | 9,41 | 13,57 |
| СП5 | 22,69 | 60,86 | 1,32 | 3,55 | 6,65 |
| СП6 | 24,46 | 6,56 | 1,02 | 9,11 | 13,15 |
| СП7 | 26,84 | 6,31 | 1,02 | 8,37 | 12,07 |
| СП8 | 43,47 | 7,95 | 1,01 | 5,22 | 7,53 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 1,02 | 3,36 | 4,85 |

Таблица – Расчет токов однофазного КЗ.

| Точка КЗ | R1Σ [МОм] | X1Σ [МОм] | R0Σ [МОм] | X0Σ [МОм] | Куд | Ипо(1) [кА] | Иуд(1) [кА] |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------|-------------|-------------|
| Первый вариант | | | | | | | |
| ШИНЫ КТП | 16,22 | 5,9 | 1,1 | 5,4 | 1,02 | 18,36 | 26,49 |
| ШРА1 | 22,64 | 6,78 | 21,22 | 5,46 | 1,02 | 10,01 | 14,44 |
| ШРА2 | 22,43 | 6,62 | 20,37 | 0,17 | 1,02 | 10,39 | 15 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 24,69 | 6,36 | 1,02 | 9,71 | 14 |
| ШРА4 | 23,74 | 6,39 | 36,61 | 11,42 | 1,02 | 7,91 | 11,41 |
| ШРА5 | 24,76 | 6,01 | 46,79 | 7,55 | 1,02 | 7,04 | 10,16 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 176,96 | 87,97 | 1,02 | 2,24 | 3,24 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 134,74 | 19,09 | 1,02 | 3,37 | 4,87 |
| СП3 | 23,54 | 6,56 | 39,19 | 11,73 | 1,02 | 7,71 | 11,12 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 39,02 | 10,17 | 1,02 | 7,75 | 11,17 |
| СП5 | 22,69 | 6,08 | 29,71 | 9,17 | 1,02 | 8,87 | 12,79 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 186,96 | 87,97 | 1,02 | 2,02 | 2,91 |
| Второй вариант | | | | | | | |
| ШРА1 | 23,16 | 6,17 | 16,67 | 5,46 | 1,02 | 10,58 | 15,26 |
| ШРА2 | 22,3 | 5,84 | 30,34 | 9,93 | 1,02 | 8,88 | 12,81 |
| ШРА3 | 22,19 | 5,72 | 25,77 | 7,33 | 1,02 | 9,53 | 13,75 |
| СП1 | 54,56 | 13,23 | 176,96 | 87,97 | 1,02 | 2,24 | 3,24 |
| СП2 | 33,56 | 8,64 | 134,74 | 19,09 | 1,02 | 3,37 | 4,87 |
| СП3 | 23,43 | 6,44 | 23,43 | 6,44 | 1,02 | 9,5 | 13,7 |
| СП4 | 23,62 | 6,61 | 39,02 | 10,17 | 1,02 | 7,75 | 11,17 |
| СП5 | 22,69 | 60,86 | 29,7 | 9,17 | 1,32 | 4,59 | 8,59 |
| СП6 | 24,46 | 6,56 | 34,02 | 11,9 | 1,02 | 7,99 | 11,53 |
| СП7 | 26,84 | 6,31 | 46,54 | 9,31 | 1,02 | 6,75 | 9,73 |
| СП8 | 43,47 | 7,95 | 129,69 | 15,42 | 1,01 | 3,16 | 4,56 |
| ЭП1 | 66,49 | 17,18 | 186,96 | 87,97 | 1,02 | 2,02 | 2,91 |

Проверка сечений проводников и коммутационно-защитной аппаратуры.

Определим потерю напряжения в проводе к ЭП1:

$$\Delta U_{\text{клЭП1}} = \sqrt{3} \cdot 44,4 \cdot (3,12 \cdot 0,65 + 0,099 \cdot 0,76) \cdot 7,5 / 1000 = 1,213 \text{ В.}$$

Складывая данное значение с аналогично найденными потерями в ШМА1, в кабельной линии от ШМА1 к ШРА1 и в ШРА1, получаем наибольшую потерю напряжения в размере 20,77 В, что составляет 5,2% против допустимых 5%. Поэтому было принято решение о замене провода с сечением 3x10 мм² к ЭП1 на провод сечением 3x35 мм². После этого потеря напряжения составила 19,93 В или 4,98%, что допустимо.

Аналогично были проверены сечения всех остальных проводов к ЭП, результаты проверки даны в таблице.

Таблица – Проверка сечений проводов к ЭП по допустимой потере напряжения

| Номер электроприёмника на плане | I _p , А | Сечение провода (кабеля), мм ² | □U, В | □U, % | Новое сечение провода (кабеля), мм ² | □U', % |
|---------------------------------|--------------------|---|--------|-------|---|--------|
| 1 вариант | | | | | | |
| 1–3 | 32,43 | 3x10 | 20,766 | 5,19 | 3x25 | 4,98 |
| 4–13 | 32,43 | 3x10 | 18,707 | 4,68 | | |
| 14, 17, 18 | 73,1 | 3x25 | 20,502 | 5,13 | 3x50 | 4,99 |
| 15, 16, 19 | 73,1 | 3x25 | 19,47 | 4,87 | | |
| 20–25 | 44,4 | 3x10 | 16,692 | 4,17 | | |
| 26 | 88,8 | 3x35 | 2,98 | 0,75 | | |
| 27 | 88,8 | 3x35 | 2,819 | 0,71 | | |
| 28–40 | 109,7 | 3x50 | 18,366 | 4,59 | | |
| 41–44 | 117,6 | 3x50 | 8,84 | 2,21 | | |
| 45–48 | 117,6 | 3x50 | 5,741 | 1,44 | | |
| 49–53 | 78,4 | 3x25 | 18,637 | 4,66 | | |
| 54–61 | 62,7 | 3x25 | 13,57 | 3,39 | | |
| 67, 68 | 104,5 | 3x50 | 8,843 | 2,21 | | |
| 64–66 | 83,6 | 3x35 | 14,914 | 3,73 | | |
| 69,70 | 30,1 | 3x10 | 10,47 | 2,62 | | |

Продолжение таблицы 18.

| Номер электроприёмника на плане | I_p , А | Сечение провода (кабеля), мм ² | ΔU , В | ΔU , % | Новое сечение провода (кабеля), мм ² | $\Delta U'$, % |
|---------------------------------|-----------|---|----------------|----------------|---|-----------------|
| 71, 72 | 57,3 | 3x16 | 16,172 | 4,04 | | |
| 73 | 57,3 | 3x16 | 7,73 | 1,93 | | |
| 77, 78 | 32,7 | 3x10 | 6,568 | 1,64 | | |
| 79 | 58,9 | 3x16 | 15,803 | 3,95 | | |
| 80 | 58,9 | 3x16 | 7,192 | 1,80 | | |
| 81, 82 | 88,4 | 3x35 | 14,897 | 3,72 | | |
| 83 | 109,6 | 3x50 | 6,773 | 1,69 | | |
| 84 | 109,6 | 3x50 | 15,335 | 3,83 | | |
| 74, 75 | 36,1 | 3x10 | 15,493 | 3,87 | | |
| 76 | 36,1 | 3x10 | 6,492 | 1,62 | | |
| 85–87 | 283 | 2·(3x70) | 4,54 | 1,14 | | |
| 88–90 | 283 | 2·(3x70) | 2,878 | 0,72 | | |
| 91 | 249,1 | 3x150 | 2,343 | 0,59 | | |
| 92, 93 | 249,1 | 3x150 | 2,209 | 0,55 | | |
| 94–96 | 226,4 | 3x150 | 5,106 | 1,28 | | |
| 97–99 | 203,8 | 3x120 | 2,267 | 0,57 | | |
| 100–102 | 249,1 | 3x150 | 4,721 | 1,18 | | |
| 103 | 249,1 | 3x150 | 2,91 | 0,73 | | |
| 104, 105 | 313,5 | 2·(3x70) | 6,496 | 1,62 | | |
| 106–109 | 125,4 | 3x50 | 7,11 | 1,78 | | |
| 110, 111 | 67,9 | 3x25 | 7,826 | 1,96 | | |
| 112–114 | 88,8 | 3x35 | 5,561 | 1,39 | | |
| 115–117 | 114,9 | 3x50 | 4,128 | 1,03 | | |
| 118 | 64,2 | 3x25 | 5,142 | 1,29 | | |
| 119 | 64,2 | 3x25 | 2,153 | 0,54 | | |
| 2 вариант | | | | | | |
| 1–3 | 32,43 | 3x10 | 20,766 | 5,19 | 3x25 | 4,98 |
| 4–13 | 32,43 | 3x10 | 18,707 | 4,68 | | |
| 14, 17, 18 | 73,1 | 3x25 | 20,502 | 5,13 | 3x50 | 4,99 |
| 15, 16, 19 | 73,1 | 3x25 | 19,47 | 4,87 | | |
| 20–25 | 44,4 | 3x10 | 16,692 | 4,17 | | |
| 26 | 88,8 | 3x35 | 2,98 | 0,75 | | |
| 27 | 88,8 | 3x35 | 2,819 | 0,71 | | |
| 28–40 | 109,7 | 3x50 | 18,366 | 4,59 | | |
| 41–44 | 117,6 | 3x50 | 8,84 | 2,21 | | |
| 45–48 | 117,6 | 3x50 | 5,741 | 1,44 | | |

Продолжение таблицы 18.

| Номер электроприёмника на плане | I_p , А | Сечение провода (кабеля), мм ² | ΔU , В | ΔU , % | Новое сечение провода (кабеля), мм ² | $\Delta U'$, % |
|---------------------------------|-----------|---|----------------|----------------|---|-----------------|
| 49–53 | 78,4 | 3x25 | 18,637 | 4,66 | | |
| 54–61 | 62,7 | 3x25 | 13,57 | 3,39 | | |
| 67, 68 | 104,5 | 3x50 | 8,843 | 2,21 | | |
| 64–66 | 83,6 | 3x35 | 14,914 | 3,73 | | |
| 69,70 | 30,1 | 3x10 | 10,47 | 2,62 | | |
| 71, 72 | 57,3 | 3x16 | 16,172 | 4,04 | | |
| 73 | 57,3 | 3x16 | 7,73 | 1,93 | | |
| 77, 78 | 32,7 | 3x10 | 6,568 | 1,64 | | |
| 79 | 58,9 | 3x16 | 15,803 | 3,95 | | |
| 80 | 58,9 | 3x16 | 7,192 | 1,80 | | |
| 81, 82 | 88,4 | 3x35 | 14,897 | 3,72 | | |
| 83 | 109,6 | 3x50 | 6,773 | 1,69 | | |
| 84 | 109,6 | 3x50 | 15,335 | 3,83 | | |
| 74, 75 | 36,1 | 3x10 | 15,493 | 3,87 | | |
| 76 | 36,1 | 3x10 | 6,492 | 1,62 | | |
| 85–87 | 283 | 2·(3x70) | 5,486 | 1,37 | | |
| 88–90 | 283 | 2·(3x70) | 2,841 | 0,71 | | |
| 91 | 249,1 | 3x150 | 2,343 | 0,59 | | |
| 92, 93 | 249,1 | 3x150 | 2,172 | 0,54 | | |
| 94–96 | 226,4 | 3x150 | 5,237 | 1,31 | | |
| 97–99 | 203,8 | 3x120 | 2,267 | 0,57 | | |
| 100–102 | 249,1 | 3x150 | 5,529 | 1,38 | | |
| 103 | 249,1 | 3x150 | 2,873 | 0,72 | | |
| 104, 105 | 313,5 | 2·(3x70) | 2,082 | 0,52 | | |
| 106–109 | 125,4 | 3x50 | 2,511 | 0,63 | | |
| 110, 111 | 67,9 | 3x25 | 4,627 | 1,16 | | |
| 112–114 | 88,8 | 3x35 | 3,609 | 0,90 | | |
| 115–117 | 114,9 | 3x50 | 1,429 | 0,36 | | |
| 118 | 64,2 | 3x25 | 4,939 | 1,24 | | |
| 119 | 64,2 | 3x25 | 2,115 | 0,53 | | |

Таблица – Проверка шинопроводов на электродинамическую стойкость

| Шинопровод | Марка шинопровода | $I_{дл, доп}$, А | $i_{уд}$, кА | $i_{уд, доп}$, кА |
|------------|-------------------|-------------------|---------------|--------------------|
| 1 вариант | | | | |
| ШМА1 | ШМА68-НУЗ | 2500 | 19,29 | 70 |
| ШМА2 | ШМА68-НУЗ | 2500 | 19,29 | 70 |
| ШРА1 | ШРА73УЗ | 250 | 14,09 | 15 |
| ШРА2 | ШРА73УЗ | 630 | 14,24 | 35 |
| ШРА3 | ШРА73УЗ | 630 | 14,53 | 35 |
| ШРА4 | ШРА73УЗ | 250 | 13,54 | 15 |
| ШРА5 | ШРА73УЗ | 250 | 13,07 | 15 |
| 2 вариант | | | | |
| ШМА1 | ШМА68-НУЗ | 2500 | 19,29 | 70 |
| ШМА2 | ШМА68-НУЗ | 2500 | 19,29 | 70 |
| ШРА1 | ШРА73УЗ | 250 | 13,89 | 15 |
| ШРА2 | ШРА73УЗ | 630 | 14,44 | 35 |
| ШРА3 | ШРА73УЗ | 630 | 14,53 | 35 |

Таблица – Согласование питающих кабелей и выключателей

| Кабель питает... | Выключатель | $k_{заш}$ | $I_{сраб, А}$ | $I_{дл, доп}$ для кабеля или шинпровода, А | $I_{сраб} \cdot k_{заш}, А$ |
|------------------|-------------|-----------|---------------|--|-----------------------------|
| 1 вариант | | | | | |
| СП1 | АВМ-10Н | 0,22 | 900 | 390 | 198 |
| СП2 | АВМ-4Н | 0,22 | 600 | 255 | 132 |
| СП3 | АВМ-15Н | 0,22 | 2200 | 1170 | 484 |
| СП4 | АВМ-10Н | 0,22 | 600 | 465 | 132 |
| СП5 | АВМ-10Н | 0,22 | 1500 | 780 | 330 |
| 2 вариант | | | | | |
| СП1 | АВМ-10Н | 0,22 | 900 | 390 | 198 |
| СП2 | АВМ-4Н | 0,22 | 600 | 255 | 132 |
| СП3 | АВМ-15Н | 0,22 | 2200 | 1170 | 484 |
| СП4 | АВМ-10Н | 0,22 | 600 | 465 | 132 |
| СП5 | АВМ-10Н | 0,22 | 1500 | 780 | 330 |
| СП6 | АВМ-4Н | 0,22 | 2000 | 465 | 440 |
| СП7 | АВМ-4Н | 0,22 | 800 | 210 | 176 |
| СП8 | АВМ-4Н | 0,22 | 800 | 210 | 176 |

Таблица – Согласование сечений проводов и предохранителей у ЭП

| Номер электроприёмника на плане | Сечение провода, мм ² | $I_{дл, доп}, А$ | Марка предохранителя | $I_{вст}, А$ | $I_{вст} \cdot k_{заш}, А$ |
|---------------------------------|----------------------------------|------------------|----------------------|--------------|----------------------------|
| 1–3 | 35 | 95 | ПН2-100 | 100 | 33 |
| 4–13 | 10 | 47 | ПН2-100 | 100 | 33 |
| 14, 17, 18 | 50 | 130 | ПН2-250 | 150 | 49,5 |
| 15, 16, 19 | 25 | 80 | ПН2-250 | 150 | 49,5 |
| 20–25 | 10 | 47 | ПН2-100 | 100 | 33 |
| 26, 27 | 35 | 95 | ПН2-250 | 200 | 66 |
| 28–40 | 50 | 130 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 41–48 | 50 | 130 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 49–53 | 25 | 80 | ПН2-250 | 200 | 66 |
| 54–61 | 25 | 80 | ПН2-250 | 150 | 49,5 |
| 62, 63 | 10 | 47 | ПН2-100 | 100 | 33 |
| 67, 68 | 50 | 130 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 64–66 | 35 | 95 | ПН2-250 | 200 | 82,5 |
| 69,70 | 10 | 47 | ПН2-100 | 80 | 26,4 |
| 71–73 | 16 | 60 | ПН2-100 | 60 | 19,8 |
| 77, 78 | 10 | 47 | ПН2-100 | 40 | 13,2 |
| 79, 80 | 16 | 60 | ПН2-100 | 60 | 19,8 |
| 81, 82 | 35 | 95 | ПН2-100 | 100 | 33 |
| 83, 84 | 50 | 130 | ПН2-250 | 120 | 39,6 |
| 74–76 | 10 | 47 | ПН2-100 | 80 | 26,4 |
| 85–90 | 2·70 | 330 | ПН2-400 | 300 | 99 |
| 91–93 | 150 | 255 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 94–96 | 150 | 255 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 97–99 | 120 | 220 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 100–103 | 150 | 255 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 104, 105 | 2·70 | 330 | ПН2-630 | 630 | 207,9 |
| 106–109 | 50 | 130 | ПН2-400 | 300 | 99 |
| 110, 111 | 25 | 80 | ПН2-250 | 150 | 49,5 |
| 112–114 | 35 | 95 | ПН2-250 | 200 | 66 |
| 115–117 | 50 | 130 | ПН2-250 | 250 | 82,5 |
| 118, 119 | 25 | 80 | ПН2-250 | 150 | 49,5 |

Таблица – Проверка автоматических выключателей

| Элемент | Авт. выкл. | $I_{сраб},$ А | $1,25 \cdot I_{сраб},$ А | $I_{п0}^{(1)}$ в конце защищаемого элемента, кА | $I_{откл.в.},$ кА | $I_{п0}^{(3)},$ кА |
|-----------|------------|------------------|--------------------------|---|----------------------|-----------------------|
| 1 вариант | | | | | | |
| ШМА1 | Э25 | 5000 | 6250 | 7,915 | 45 | 19,29 |
| ШМА2 | Э25 | 5000 | 6250 | 7,715 | 45 | 19,29 |
| ШРА1 | АВМ-10Н | 900 | 1125 | 2,544 | 20 | 14,09 |
| ШРА2 | АВМ-10Н | 1600 | 2000 | 3,725 | 20 | 14,24 |
| ШРА3 | АВМ-10Н | 1600 | 2000 | 3,76 | 20 | 14,53 |
| ШРА4 | АВМ-4Н | 2400 | 3000 | 3,952 | 20 | 13,54 |
| ШРА5 | АВМ-4Н | 1200 | 1500 | 3,748 | 20 | 13,07 |
| СП1 | АВМ-10Н | 900 | 1125 | 2,061 | 20 | 5,93 |
| СП2 | АВМ-4Н | 600 | 750 | 2,952 | 20 | 9,61 |
| СП3 | АВМ-15Н | 2200 | 2750 | 5,826 | 20 | 13,62 |
| СП4 | АВМ-10Н | 600 | 750 | 5,841 | 20 | 13,57 |
| СП5 | АВМ-10Н | 1500 | 1875 | 6,46 | 20 | 14,17 |
| 2 вариант | | | | | | |
| ШМА1 | Э25 | 5000 | 6250 | 7,915 | 45 | 19,29 |
| ШМА2 | Э25 | 5000 | 6250 | 7,715 | 45 | 19,29 |
| ШРА1 | АВМ-4Н | 900 | 1125 | 2,544 | 20 | 13,89 |
| ШРА2 | АВМ-10Н | 1600 | 2000 | 3,725 | 20 | 14,44 |
| ШРА3 | АВМ-10Н | 1600 | 2000 | 3,76 | 20 | 14,53 |
| СП1 | АВМ-10Н | 900 | 1125 | 2,061 | 20 | 5,93 |
| СП2 | АВМ-4Н | 600 | 750 | 2,952 | 20 | 9,61 |
| СП3 | АВМ-15Н | 2200 | 2750 | 5,906 | 20 | 13,7 |
| СП4 | АВМ-10Н | 600 | 750 | 5,841 | 20 | 13,57 |
| СП5 | АВМ-10Н | 1500 | 1650 | 6,46 | 20 | 6,65 |
| СП6 | АВМ-10Н | 2000 | 2200 | 6,129 | 20 | 13,15 |
| СП7 | АВМ-4Н | 800 | 1000 | 5,415 | 20 | 12,07 |
| СП8 | АВМ-4Н | 800 | 1000 | 3,039 | 20 | 7,53 |

Согласование предохранителей с выбранными сечениями.

Таблица – Проверка предохранителей

| Номер электроприёмника на плане | Марка предохранителя | $I_{вст},$ А | $I_{вст} \cdot K_{3,0},$ А | $I_{п0}^{(1)},$ А |
|------------------------------------|----------------------|--------------|----------------------------|-------------------|
| 1–13 | ПН2-100 | 100 | 300 | 1301 |
| 14–19 | ПН2-250 | 150 | 450 | |
| 20–25 | ПН2-100 | 100 | 300 | |
| 26 | ПН2-250 | 200 | 600 | |
| 27 | ПН2-250 | 200 | 600 | 2582 |
| 28–40 | ПН2-250 | 250 | 750 | |
| 41–44 | ПН2-250 | 250 | 750 | |

Продолжение таблицы 23

| Номер электроприёмника на плане | Марка предохранителя | $I_{вст}, A$ | $I_{вст} \cdot K_{3,0}, A$ | $I^{(1)}_{п0}, A$ |
|---------------------------------|----------------------|--------------|----------------------------|-------------------|
| 49–53 | ПН2-250 | 200 | 600 | |
| 64–66 | ПН2-250 | 200 | 600 | |
| 45–48 | ПН2-250 | 250 | 750 | 2668 |
| 54–61 | ПН2-250 | 150 | 450 | |
| 67, 68 | ПН2-250 | 250 | 750 | |
| 69,70 | ПН2-100 | 80 | 240 | |
| 71–73 | ПН2-100 | 60 | 180 | |
| 77, 78 | ПН2-100 | 40 | 120 | 1137 |
| 79, 80 | ПН2-100 | 60 | 180 | 1261 |
| 81, 82 | ПН2-100 | 100 | 300 | 1137 |
| 83, 84 | ПН2-250 | 120 | 360 | |
| 74–76 | ПН2-100 | 80 | 240 | |
| 85–90 | ПН2-400 | 300 | 900 | 4412 |
| 91–93 | ПН2-250 | 250 | 750 | 4766 |
| 94–96 | ПН2-250 | 250 | 750 | 4412 |
| 97–99 | ПН2-250 | 250 | 750 | 4769 |
| 100–103 | ПН2-250 | 250 | 750 | 4412 |
| 104, 105 | ПН2-630 | 630 | 1890 | 1943 |
| 106–109 | ПН2-400 | 300 | 900 | |
| 110, 111 | ПН2-250 | 150 | 450 | |
| 112–114 | ПН2-250 | 200 | 600 | 2443 |
| 115–117 | ПН2-250 | 250 | 750 | |
| 118, 119 | ПН2-250 | 150 | 450 | 4412 |

Выбор оптимального варианта низковольтного электроснабжения.

При выборе вариантов, для уменьшения объема работ, сравнение идет только по меняющимся частям проекта.

Следовательно, т.к. 1 и 2 варианты отличаются только по участку сборочной площадки и месту расположения СПЗ, то сравнение вариантов будем проводить по этим участкам.

При выборе оптимального варианта необходимо учитывать капитальные вложения и издержки, которые включают в себя отчисления на эксплуатацию, ремонты, амортизацию и стоимость потерь электроэнергии.

Таблица – Капиталовложения с учетом потерь для каждого варианта

| Проводник | Сечение (марка), [mm ²] | L [М] | К [руб/м] | Сумма [тыс.руб.] |
|-------------------------------------|--|----------|-----------|------------------|
| Первый вариант | | | | |
| ШРА4 | ШРА73У3, 250 А | 18,39 | 15,5 | 285,2 |
| ШРА5 | ШРА73У3, 250 А | 18,39 | 15,5 | 285,2 |
| КЛ ШМА1-ШРА4 | 3x95 | 2,5 | 1,99 | 4,97 |
| КЛ ШМА1-ШРА5 | 3x95 | 2,5 | 1,07 | 2,67 |
| КЛ ШМА2-СП3 | 3•(3x185) | 22 | 10,07 | 221,75 |
| 85-87 | 2•(3x70) | 6,5 | 3,25 | 21,19 |
| 94-96 | 3x150 | 33,9 | 2,8 | 95,25 |
| 100-102 | 3x150 | 15,6 | 2,8 | 43,83 |
| 104, 105 | 2•(3x70) | 9,39 | 3,25 | 30,64 |
| 106-109 | 3x50 | 42,59 | 1,34 | 57,08 |
| 110, 111 | 3x25 | 17,1 | 0,83 | 14,36 |
| 112-114 | 3x35 | 21,7 | 1,07 | 23,21 |
| 115-117 | 3x50 | 31 | 1,34 | 41,54 |
| 118 | 3x25 | 8,8 | 0,83 | 7,39 |
| Потери | | 117632,3 | 0,02 | 3429,76 |
| Капитальные затраты | | | | 1132,84 |
| Среднегодовые эквивалентные расходы | | | | 3627 |
| Второй вариант | | | | |
| КЛ ШМА1-СП6 | 3x240 | 4,69 | 4,21 | 19,83 |
| КЛ ШМА1-СП7 | 3x70 | 4,69 | 1,62 | 7,66 |
| КЛ ШМА1-СП8 | 3x70 | 23,29 | 1,62 | 37,97 |
| КЛ ШМА1-СП3 | 3•(3x185) | 29,1 | 10,07 | 293,32 |
| 85-87 | 2•(3x70) | 23,7 | 3,25 | 77,26 |
| 94-96 | 3x150 | 22,7 | 2,8 | 63,78 |
| 100-102 | 3x150 | 23,2 | 0 | 0 |
| 104, 105 | 2•(3x70) | 19,2 | 3,25 | 62,59 |
| 106-109 | 3x50 | 52,5 | 1,34 | 70,34 |
| 110, 111 | 3x25 | 28,39 | 0,83 | 23,85 |
| 112-114 | 3x35 | 22,6 | 1,07 | 24,18 |
| 115-117 | 3x50 | 19,7 | 1,34 | 26,39 |
| 118 | 3x25 | 4,69 | 0,83 | 3,94 |
| Потери | | 144221 | 0,02 | 4182,4 |
| Капитальные затраты | | | | 775,37 |
| Среднегодовые эквивалентные расходы | | | | 4306,22 |

Вывод: первый вариант более экономичен.

Конструктивное исполнение схемы низковольтного электроснабжения.

Принятая цеховая электрическая сеть выполнена с использованием шинопроводов, кабельных линий и проводов.

Магистральные линии выполнены закрытыми комплектными шинопроводами, поставляемыми в виде отдельных сборных секций, которые представляют собой три или четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой. Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов – угловые, для присоединений – присоединительные и для подгонки длины – подгоночные. Соединение секций на месте выполняют сваркой.

Для главных магистралей использованы комплектные шинопроводы типа ШМА68-НУЗ с номинальным током 2500 А. Данные магистральные шинопроводы прикреплены на высоте 3—4 м над полом помещения на кронштейнах. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистральям и силовым РП.

Распределительные магистрали выполнены комплектными шинопроводами серий ШРА73УЗ с номинальными токами 250 и 630 А. Отдельные приемники подключены к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенным в трубах. На каждой секции ШРА длиной 3 м имеется восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны) с автоматическими выключателями серии АВМ. Для штепсельного присоединения ответвительных коробок на секциях шинопровода предусмотрены окна с автоматически закрывающимися шторками. Это обеспечивает безопасное присоединение коробок к шинопроводу, находящемуся под напряжением в процессе эксплуатации. При открывании крышки коробки питание приемника электроэнергии прекращается.

Присоединение ШРА к магистральному шинопроводу осуществлено кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА. Крепление шинопроводов типа ШРА выполнено на стойках на высоте 3,5 м над полом.

Кабели применены для питания мощных ЭП и узлов нагрузок. Прокладываются кабели в стальных трубах, проложенных в полу. Провода для питания отдельных маломощных ЭП также проложены в стальных трубах в полу. Электропроводки в трубах являются самыми надежными.

Выбор типа КТП и её конструктивное исполнение.

Комплектная трансформаторная подстанция – электрическое устройство, служащее для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока и состоящее из трансформаторов, распределительного (или вводного) устройства высшего напряжения, комплексного распределительного устройства низшего (или среднего) напряжения, токопроводов, поставляемых в собранном или подготовленном для сборки виде. По известным номинальному напряжению и мощности трансформаторов принимаем к установке КТПН-1600 /2, с. 537/.

Данная двухтрансформаторная КТП предназначена для приема, распределения и преобразования электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц. КТП пристроена к зданию механического цеха.

Кроме масляных трансформаторов ТМ–1600/10 в комплект КТП входит вводной шкаф на напряжение 10 кВ. В помещении КТП также установлены комплектные конденсаторные установки.

От каждого трансформатора питается по одному магистральному шинопроводу, и к каждому трансформатору присоединяется только по одной ККУ. ККУ подключаются к шинам цеховой ПС с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На пристроенной КТП должен быть устроен маслоприемник, вмещающий не менее 20% полного объема масла в трансформаторе, с отводом в маслосборник или заглубленный маслоприемник без отвода масла, рассчитанный на 100% его объема. Площадь маслоприемника должна быть больше площади основания трансформатора КТП.

Практические занятия №5-7 строятся аналогичным образом.

На последнем занятии проводится обзор занятий по всем темам.

4. Лабораторные занятия

4.1. Методические рекомендации по проведению лабораторных занятий

Комплекс лабораторных работ по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» предназначен для студентов очной и заочной форм обучения по специальности 140211 - «Электроснабжение».

В компьютерном классе (504 ауд.) по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» проводятся следующие лабораторные работы с помощью САПР «Карат», разработанной Ковтуном С. под руководством Савиной Н.В.:

1. Расчет трехфазных электрических нагрузок
2. Расчет однофазных электрических нагрузок
3. Расчет сварочных электрических нагрузок
4. Расчет осветительных нагрузок
5. Выбор силовых трансформаторов КТП
6. Расчет центра электрических нагрузок
7. Расчет токов короткого замыкания
8. Техничко-экономический анализ схем низковольтного электроснабжения.

В лаборатории высоких напряжений (зал ТВН - 107, 207 ауд.) по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» проводятся следующие лабораторные работы:

9. Исследование работы автоматического выключателя серии АЗ700
10. Исследование работы предохранителей.
11. Исследование работы комплектной трансформаторной подстанции (КТП-2х250 кВА 10/0,4 кВ).
12. Изучение принципа работы, назначения и комплектации распределительных щитов серии ЩО – 70.
13. Назначение и устройство источника реактивной мощности ИРМ.
14. Конструктивное исполнение, назначение и комплектация ячеек распределительного устройства 10 (6) кВ типа КСО-6(10)-Э1.

4.2. Методические указания по проведению лабораторных занятий

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Тема: Расчет трехфазных электрических нагрузок.

Цель: Расчет трехфазных электрических нагрузок методом расчетного коэффициента с использованием САПР «Карат».

Исходные данные для автоматизированного расчета: план цеха, количество и мощность электроприемников, коэффициенты использования и мощности, разбивка по группам однотипных электроприемников по технологическому признаку и коэффициенту использования, наличие технологического резерва, номинальное напряжение.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) В тех случаях, когда в характерную категорию входят электроприемники с продолжительностью включения $< 100\%$ то осуществляется пересчет их установленной (номинальной) мощности на ПВ 100%.

$$P_{уст.ПВ} = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

2) Определяем среднюю активную мощность для каждой характерной категории.

$$P_{cp} = \sum P_{ном} \cdot K_u ; \quad (2)$$

Где $P_{ном}$ - Номинальная (паспортная) мощность электроприемника,
 K_u - Коэффициент использования.

3) Определяется среднюю реактивную мощность для каждой характерной категории.

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi ; \quad (3)$$

4) Определяется эффективное число электроприемников по приближенной формуле

$$n_э = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, max}} ; \quad (4)$$

Или точной формуле:

$$n_3 = \frac{(P_{ном})^2}{\sum P_{ном.i}^2} ; \quad (5)$$

Если N_3 больше фактического кол-ва эл. приемников то N_3 равно фактическому кол-ву электроприемников.

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

$$K_{u.ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}} ; \quad (6)$$

6) Коэффициент расчетной нагрузки K_p выбирается исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /7, с. 6/.

Таблицы внесены в базу данных САПР как не редактируемый пользователем справочник.

В тех случаях когда значение K_i находится между двумя значениями таблицы, то производим выбор, интерполируя K_i и N_3 .

Для высоковольтных ЭП и проводников с напряжением больше 1кВ и для шин 6-10 кВ $K_p = 1$.

7) Расчетная активная нагрузка характерной категории.

$$P_p = K_p \cdot P_{ср} ; \quad (7)$$

Где K_p - определен в шаге 6 алгоритма.

8) Расчетная реактивная мощность характерной категории.

Для низковольтной сети

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср} ; \quad (8)$$

Для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср} ; \quad \text{при } N_3 \leq 10 \quad (9)$$

$$Q_p = Q_{ср} ; \quad \text{при } N_3 > 10 \quad (10)$$

9) Полная расчетная мощность силовой нагрузки

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ; \quad (11)$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2

Тема: Расчет однофазных электрических нагрузок.

Цель: Расчет однофазных электрических нагрузок с использованием САПР «Карат».

Исходные данные для автоматизированного расчета: номинальная мощность установки, количество установок, коэффициенты использования и мощности, продолжительность включения, данные о том на линейное или фазное напряжение включена установка, разбивка по фазам или парам фаз.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Находим номинальные нагрузки для всех электроприемников приведенные к ПВ=100%

Для фазной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.ф} = n \cdot S_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (12)$$

Для линейной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.л} = S \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi \quad (13)$$

2) Общая мощность всех ЭП приведенная к ПВ 100%

$$P_{ном} \sum = \sum n \cdot P_{ном.ф} + \sum n \cdot P_{ном.л} \quad (14)$$

3) Подсчитываем общую нагрузку на фазу и пару фаз

$$P_a \sum = \sum P_{n.a} \cdot n \quad (15)$$

$$P_{ab} \sum = \sum P_{n.ab} \cdot n \quad (16)$$

4) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения:

$$P_a = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum P_{ao} \quad (17)$$

$$P_a = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum P_{ao} \quad (18)$$

$$P_b = \sum P_{ab} \cdot p(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot p(bc)_b + \sum P_{bo} \quad (19)$$

$$P_c = \sum P_{ca} \cdot p(ca)_c + \sum P_{bc} \cdot p(bc)_c + \sum P_{co} \quad (20)$$

$$Q_a = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_a + \sum P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum Q_{ao} \quad (21)$$

$$Q_b = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum Q_{bo} \quad (22)$$

$$Q_b = \sum P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum Q_{bo} \quad (23)$$

$$Q_c = \sum P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum P_{bc} \cdot q(bc)_c + \sum Q_{co} \quad (24)$$

$$P_{cp.a} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot p(ab)_a + \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{ao} \quad (25)$$

$$P_{cp.b} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot p(ab)_b + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot p(bc)_b + \sum K_u \cdot P_{bo} \quad (26)$$

$$P_{cp.c} = \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot p(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot p(bc)_c + \sum K_u \cdot P_{co} \quad (27)$$

$$Q_{cp.a} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_a + \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{ao} \quad (28)$$

$$Q_{cp.b} = \sum K_u \cdot P_{ab} \cdot q(ab)_b + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_b + \sum K_u \cdot P_{bo} \quad (29)$$

$$Q_{cp.c} = \sum K_u \cdot P_{ca} \cdot q(ca)_a + \sum K_u \cdot P_{bc} \cdot q(bc)_c + \sum K_u \cdot P_{co} \quad (30)$$

Где $p(ab)_a$, $q(ab)_a$, и т.д. являются коэффициентами приведения которые берем из таблицы 2.21 в зависимости от $\cos \varphi$ /6. стр 75/

В тех случаях, когда $\cos \varphi$ лежит между значениями указанными в таблице, находим его интерполяцией.

5) Находим полную среднюю мощность

$$S_{cp.max} = \sqrt{P_{cp.i}^2 + Q_{cp.i}^2} \quad (31)$$

Где i – фаза (a,b или c).

По полной мощности находим наиболее загруженную фазу

6) Находим средневзвешенный коэффициент использования

$$K_u.a = P_{cp.a} / P_{a.nom} \sum = P_{cp.a} / (P_{ab} + P_{ca}) / 2 + P_{ao} \quad (32)$$

$$K_u.b = P_{cp.b} / P_{b.nom} \sum = P_{cp.b} / (P_{ba} + P_{bc}) / 2 + P_{bo} \quad (33)$$

$$K_u.c = P_{cp.c} / P_{c.nom} \sum = P_{cp.c} / (P_{ca} + P_{bc}) / 2 + P_{co} \quad (34)$$

7) Находим эффективное число электроприемников

$$N_э = \frac{2 \cdot P_{ном} \sum}{3 \cdot P_{ном.max}} \quad (35)$$

Где $P_{ном\sum}$ = сумма номинальных мощностей (итого по исходной таблице $P_{ном} \cdot N$)

$P_{ном.мах}$ – Номинальная мощность наибольшего ЭП (из исходной таблицы)

8) Коэффициент расчетной нагрузки K_p выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /7, с. 6/

9) Находим минимальную и максимальную номинальную мощности для определения неравномерности загрузки.

10) Определяем неравномерность нагрузки

$$H = \frac{P_{ном.мах} - P_{ном.мин}}{P_{ном.юмин}} \cdot 100 \quad (36)$$

11) Исходя из неравномерности загрузки, определяем Q_p и P_p .

Если неравномерность нагрузки $H \leq 15\%$

$$P_p = K_p \cdot (P_{ср.а} + P_{ср.б} + P_{ср.с}) \quad (37)$$

Если $N_{\text{э}} \leq 10$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср.мах} \quad (38)$$

Где $Q_{ср.мах}$ – $Q_{ср}$ наиболее загруженной фазы

Если $N_{\text{э}} > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot K_p \cdot Q_{ср.мах} \quad (39)$$

Если неравномерность нагрузки $H > 15\%$

$$P_p = 3 \cdot K_p \cdot P_{ср.мах} \quad (40)$$

Где $P_{ср.мах}$ – Средняя мощность наиболее загруженной фазы

Если $N_{\text{э}} \leq 10$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср.мах} \quad (41)$$

Где $Q_{ср.мах}$ – $Q_{ср}$ наиболее загруженной фазы

Если $N_{\text{э}} > 10$

$$P_p = 3 \cdot K_p \cdot P_{ср.мах} \quad (42)$$

12) Полная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (43)$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Тема: Расчет сварочных электрических нагрузок

Цель: Расчет сварочных электрических нагрузок с использованием САПР «Карат».

Исходные данные для автоматизированного расчета: номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Определяем среднюю мощность каждой машины

$$S_{cp} = K_з \cdot ПВ \cdot S_{ном} \quad (44)$$

Где S_{cp} - Коэффициент загрузки

$ПВ$ - Продолжительность включения

$S_{ном}$ - Номинальная мощность электроприемника

2) Определяем среднюю мощность каждой пары фаз

$$S_{cp.ab} = \sum_1^i S_{ном.i} * N_i \quad (45)$$

Где $S_{ном.i}$ - Номинальная мощность электроприемника

N_i - Количество

3) Определяем неравномерность загрузки

$$H = \frac{S_{max} - S_{min}}{S_{min}} \cdot 100 \quad (46)$$

Где S_{max} - Максимальная мощность пары фаз

S_{min} - Минимальная мощность пары фаз

4) Определяем эквивалентную среднюю нагрузку наиболее загруженной фазы или пары фаз

При $H \leq 15\%$

$$S_{cp} = 3 \cdot S_{cp.max} \quad (47)$$

При $H > 15\%$

Для каждой из фаз:

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.ab}^2 + S_{cp.bc}^2 + S_{cp.ab} \cdot S_{cp.bc}} \quad (48)$$

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.bc}^2 + S_{cp.ca}^2 + S_{cp.bc} \cdot S_{cp.ca}} \quad (49)$$

$$S_{cp} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{cp.ca}^2 + S_{cp.ab}^2 + S_{cp.ca} \cdot S_{cp.ab}} \quad (50)$$

5) Определяем среднеквадратичную нагрузку каждой машины

$$S_{cp} = K_3 \cdot \sqrt{ПВ} \cdot S_{ном} \quad (51)$$

б) Определяем среднеквадратичную мощность каждой пары фаз

$$S_{ck} = \sqrt{\left(\sum_1^n S_{cp.i}\right)^2 + \sum_1^n (S_{ck.i}^2 - S_{cp.i}^2)} \quad (52)$$

б) Определяем эквивалентную среднеквадратичную мощность наиболее загруженной фазы.

При $H < 15\%$

$$S_{p.э} = 3 \cdot S_{ck.max} \quad (53)$$

При $H > 15\%$

Для каждой из фаз:

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ab}^2 + S_{ck.bc}^2 + S_{ck.ab} \cdot S_{ck.bc}} \quad (54)$$

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.bc}^2 + S_{ck.ca}^2 + S_{ck.bc} \cdot S_{ck.ca}} \quad (55)$$

$$S_{p.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ca}^2 + S_{ck.ab}^2 + S_{ck.ca} \cdot S_{ck.ab}} \quad (56)$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Тема: Расчет осветительной нагрузки.

Цель: Расчет осветительной нагрузки с использованием САПР «Карат».

Исходные данные для автоматизированного расчета: удельная мощность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, площадь цеха, количество ламп, номинальная мощность лампы.

Последовательность (алгоритм) расчета:

Расчет осветительной нагрузки по первому этапу осуществляется следующим образом:

1) Находим номинальную активную мощность нагрузки исходя их удельной плотности нагрузки (редактируемый справочник) и площади цеха.

$$P_{ном} = \alpha \cdot F \quad (57)$$

Где α - удельная плотность нагрузки, Вт/м

F - площадь цеха, M^2 .

2) Находим среднюю активную и реактивную мощности исходя из коэффициентов использования и мощности.

$$P_{cp} = P_p = K_u \cdot P_{ном} \quad (58)$$

$$Q_{cp} = Q_p = P_{cp} \cdot tg\phi \quad (59)$$

Расчет осветительной нагрузки по второму этапу осуществляется следующим образом:

1) Пользователь самостоятельно находит число и мощность светильников в цехе а так же их справочные данные и вносит эти данные в САПР.

2) Находится установленная мощность ламп.

$$P_{уст} = N \cdot P_{ном.л} \quad (60)$$

Где N - количество ламп.

$P_{ном.л}$ - номинальная мощность одной лампы.

3) рассчитываются осветительные нагрузки цеха

$$P_{po} = P_{уст} \cdot K_u \cdot K_{пра} \quad (61)$$

$$Q_{po} = P_{cp} \cdot tg\phi \quad (62)$$

Где $P_{уст}$ - установленная мощность ламп;

K_u - коэффициент использования;

$K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

Тема: Выбор силовых трансформаторов КТП.

Цель: Выбор силовых трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности с использованием САПР «Карат».

Исходные данные для автоматизированного расчета: суммарная расчетная активная и реактивная мощности цеха, схема питания ТП предприятия, напряжение источника питания (10 (6) кВ), количество смен.

Последовательность (алгоритм) расчета:

Для числа трансформаторов ≤ 3

1) Номинальная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_p}{(K_3 \cdot N_m)} \quad (63)$$

Где K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

P_p – Расчетная активная мощность нагрузки

N_m – Количество трансформаторов

2) Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть, определяют:

$$Q_{max} = \sqrt{(N_m \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \quad (64)$$

3) Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{НК1} = Q_p - Q_{max} \quad (65)$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность.

4) Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{НК2} = Q_p - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{онт} \cdot S_{ном.т} \quad (66)$$

Где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания ТП.

Значения коэффициентов определяются по (6, с. 398) и внесены в САПР в качестве справочников.

5) Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2} \quad (67)$$

6) На основании справочных данных внесенных в САПР или самостоятельно работая со справочной литературой, пользователь выбирает число и мощности компенсирующих устройств.

7) Находим фактическую реактивную мощность, передаваемую из сети 10 (6) кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{неск} = Q_p + Q_{KKV} \quad (68)$$

Для числа трансформаторов >3

1) Удельная плотность нагрузки:

$$G = \frac{S_p}{F} \quad (69)$$

Где S_p – Расчетная мощность.

F - Площадь цеха.

Исходя из удельной плотности нагрузки, выбираем мощность силовых трансформаторов.

При $G < 0,2$ кВА/М². $S=250-1000$ кВА;

При $0,2 \geq G \leq 0,3$ кВА/М². $S=1600$ кВА;

При $G \geq 0,3$ кВА/М². $S=2500$ кВА;

2) Минимальное число трансформаторов:

$$N_{т.мин} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{т.ном.кпп}} + \Delta N \quad (70)$$

3) Экономически целесообразное число трансформаторов:

$$\Delta N = N_{т.мин} + m \quad (71)$$

Где m – поправочный коэффициент определяемый по /8, стр. 397, рис 2.131/

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6

Тема: Расчет центра электрических нагрузок.

Цель: Расчет центра электрических нагрузок и построение картограммы нагрузок с использованием САПР «Карат».

Общие сведения.

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа и места расположения источников питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу электроприемников.

Одним из методов позволяющих получить представление о распределении нагрузок по территории объекта является картограмма нагрузок. Это план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Наиболее простой способом изображения средней интенсивности распределения нагрузок состоит в том, что нагрузки изображаются с помощью кругов. В качестве центра нагрузки выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) электроприемника или группы электроприемников. А радиус круга связывают с расчетной мощностью.

Общий центр электрических нагрузок находим аналогично нахождению центр тяжести системы материальных точек.

Затем, используя вероятностно-статистический математический аппарат, определяются такие характеристики как математическое ожидание координат ЦЭН, полуоси эллипса рассеяния и угол их поворота. На основании этих данных на картограмме электрических нагрузок строится эллипс зоны рассеяния, по которому определяется место расположения цеховой ТП.

Исходные данные для автоматизированного расчета: мощности и центры расположения электроприемников или группы электроприемников, объединяемых по технологическому признаку.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Радиус окружности для изображения нагрузки на картограмме:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (72)$$

Где: m - масштаб,

P_{pi} - мощность ЭП

2) Координаты центра электрических нагрузок для K -го часа суток определяем по формуле:

$$X_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i} ; \quad Y_k = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot k_i} \quad (73)$$

Где: P_i - мощность i -й точки потребления,

X_i, Y_i - координаты центра тяжести фигуры i -й точки потребления

K_i - мощность i -го приемника в K -й час суток в процентах от P_i ,

3) Математическое ожидание координат ЦЭН равны:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 ; \quad Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 ; \quad (74)$$

4) Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k) / 24} ; \quad G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24} \quad (75)$$

5) Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y} \quad (76)$$

6) Угол поворота осей эллипса относительно выбранной системы координат:

$$a = \frac{\arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^2 \cdot G_y^2}\right)}{2} \quad (77)$$

7) Полуоси эллипса рассеяния определяются:

$$\begin{aligned} X &= \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \sin^2 a)} \\ Y &= \sqrt{6 \cdot (G_x^2 \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^2 \cdot \cos^2 a)} \end{aligned} \quad (78)$$

Исходя из данных, полученных в результате расчетов, строится картограмма нагрузок и эллипс рассеяния ЦЭН. Место расположения источника питания (ГПП, ЦРП, ТП) выбирают в любой наиболее удобной его точке. В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Тема: Расчет токов короткого замыкания.

Цель: Расчет токов короткого замыкания низковольтной сети с использованием САПР «Карат».

Общие сведения.

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения, резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Расчетам токов КЗ должны предшествовать анализ схемы электрической сети и определение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается (с точки зрения решаемой задачи) тот или иной ее элемент. Этот анализ является сложно алгоритмизировать, и он остается для самостоятельной творческой работы.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования. Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и

проводников обычно является трехфазное, реже- однофазное КЗ. Выбор расчетных условий КЗ при решении задач релейной защиты зависит от того, в каких целях производится расчет для проверки чувствительности или для выбора параметров срабатывания защит.

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- 1) использовать упрощенные методы, если их погрешность не превышает 10 %;
- 2) максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- 3) не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- 4) не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- 5) принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23;
- 6) не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схеме/ замещения выражать в миллиомах. Методика расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электроснабжения - от энергосистемы или от автономного источника.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Однофазное короткое замыкание является несимметричным коротким замыканием и при его расчета следует учитывать возникновение токов нулевой последовательности. Расчет токов несимметричных КЗ следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих. При этом предварительно следует составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы. Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин - принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

Исходные данные для автоматизированного расчета: сопротивления элементов системы электроснабжения.

Для определения сопротивлений элементов схемы замещения в САПР внесены справочники и дополнительные модули входящие в модуль расчета токов короткого замыкания, либо определяются по справочникам.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1.1) Сопротивление системы

$$X_c = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН} \cdot U_{cp.ВН}} = \frac{U_{cp.HH}^2}{S_k}$$

Где $U_{cp.HH}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора (В)

$U_{ср.вн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке высшего напряжения трансформатора (В)

$I_{к.вн}=I_{п0.вн}$ - действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора (кА)

S_k - условная мощность КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора (МВ•А)

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы допускается рассчитывать по току отключения выключателя, установленного на стороне ВН понижающего трансформатора

$$X_c = \frac{U_{ср.НН}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{откл.ном} \cdot U_{ср.ВН}} \quad (80)$$

1.2) Силовой трансформатор

$$R_T = \frac{P_{к.ном} \cdot U_{ном.НН}^2}{S_{Т.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (81)$$

$$X_T = \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{Т.НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном.нн}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4 \quad (82)$$

Где $S_{т.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ•А

$P_{к.ном}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт

$U_{нн.ном}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ

U_k - напряжение короткого замыкания трансформатора

1.3) Реактор

$$R_p = \frac{\Delta P_{р.ном}}{I_{р.НОМ}^2} \cdot 10^3 \quad (83)$$

Где $P_{р.ном}$ - потери активной мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт

$I_{р.ном}$ - номинальный ток реактора.

$$X_p = \omega_c \cdot (L - M) \cdot 10^3 \quad (84)$$

Где $\omega_c = 2\pi f$ - угловая частота напряжения в радианах, рад/с

L - индуктивность катушки реактора, Гн

M - взаимная индуктивность между фазами реактора, Гн

1.4.) Сопротивление электрической дуги в начальный момент времени

$$R_D^{(1)} = \sqrt{\frac{U_{cp.HH}^2}{3 \cdot I_{п0}^2 \cdot K_C^2} - X_1 \Sigma^2 - R_1 \Sigma} \quad (85)$$

Где $I_{п0}$ - начальное значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ, кА

$R_1 \Sigma, X_1 \Sigma$ - суммарные активное и индуктивное сопротивление цепи КЗ, мОм

K_C - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,114 \cdot \sqrt{Z_K} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_K} \quad (86)$$

Где Z_K - сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ

$$Z_K^{(3)} = \sqrt{R_1 \Sigma^2 + X_1 \Sigma^2} \quad (87)$$

$$Z_K^{(1)} = 1/3 \cdot \sqrt{(2 \cdot R_1 \Sigma + R_0 \Sigma)^2 + (2 \cdot X_1 \Sigma + X_0 \Sigma)^2} \quad (88)$$

Поскольку электрическая дуга обладает только активным сопротивлением то для расчета токов трехфазного и однофазного тока КЗ в начальный момент времени добавляем сопротивление дуги в $R_1 \Sigma$

2) Трехфазный ток короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1 \Sigma^2 + X_1 \Sigma^2}} \quad (89)$$

Где $U_{cp.HH}$ - среднее номинальное напряжение сети где произошло КЗ

$R_1 \Sigma, X_1 \Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление цепи КЗ

$$R_1 \Sigma = R_m + R_p + R_{ma} + R_{кв} + R_{ш} + R_{к} + R_{lk} + R_{вл} + R_d$$

$$X_1 \Sigma = X_c + X_m + X_p + X_{ma} + X_{кв} + X_{ш} + X_{lk} + X_{вл}$$

Где X_c - эквивалентное индуктивное сопротивление системы

R_T, X_T - активные и индуктивные сопротивления прямой послед тр-ра

R_{TA}, X_{TA} - активные и индуктивные сопротивления тра-ра тока

R_p, X_p - активные и индуктивные сопротивления реактора

$R_{кв}, X_{кв}$ - активные и индуктивные сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, МОм

$R_{ш}, X_{ш}$ - активные и индуктивные сопротивления шин

R_k - суммарные сопротивления контактов и контактных сопротивлений

$R_{1к}, X_{1к}, X_{вл}$ - сопротивления кабельных и воздушных линий

R_d - сопротивление дуги в месте КЗ выбираем по табл

4) Ударный ток короткого замыкания

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot (1 + e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд} \quad (90)$$

Ударный коэффициент определяем по кривым зависимости ударного коэффициента от отношений R/X . /12, с 16/ либо:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{0,01}{T_a}} ; \quad (91)$$

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{314 \cdot r_{\Sigma}} . \quad (92)$$

Как следует из пункта 4.1. нижеследующие пункты алгоритма в модуль расчета токов короткого замыкания не входят ввиду малого влияния на величину тока КЗ.

5) Аперiodическая составляющая тока короткого замыкания.

Наибольшее значение аперiodической составляющей в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей в начальный момент времени.

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (93)$$

6) Учет синхронных и асинхронных электродвигателей

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от двигателей:

$$I_{no.c\delta} = \frac{E''_{\phi.c\delta}}{\sqrt{(X''_{\delta} + X_1 \Sigma)^2 + (R''_{\delta} + R_1 \Sigma)^2}} \quad (94)$$

7) Учет комплексной нагрузки при расчетах

В состав комплексной нагрузки могут входить синхронные и асинхронные электродвигатели, преобразователи, электротермические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания. При определении начального значения периодической составляющей тока КЗ комплексную нагрузку в схему замещения прямой последовательности следует вводить эквивалентной сверхпереходной ЭДС и сопротивлением прямой последовательности.

Метод учета комплексной нагрузки зависит от характера исходной схемы замещения и положения расчетной точки КЗ.

В радиальной схеме допускается не учитывать влияние статических потребителей (преобразователей, электротермических установок, электрического освещения). Начальное значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток, а также периодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени от асинхронных и синхронных электродвигателей в радиальных схемах следует рассчитывать в соответствии с /4, с 47/

8) Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании.

При расчете минимального значения тока КЗ для произвольного момента времени необходимо учитывать увеличение активного сопротивления проводников вследствие их нагрева током КЗ.

В зависимости от целей расчета увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется определять с учетом или без учета теплоотдачи в

окружающую среду, а также с учетом или без учета электрической дуги в месте КЗ.

Увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется учитывать с помощью коэффициента K_s , зависящего от материала и температуры проводника.

Алгоритм расчета однофазного короткого замыкания.

Алгоритм расчета токов короткого замыкания построен в соответствии с рекомендациями и по методикам изложенными в следующих источниках: /4./ и /12/.

Как и в случае расчета трехфазного тока короткого замыкания для расчета однофазного короткого замыкания следует найти сопротивления элементов схемы замещения. Формулы для нахождения этих величин описаны в п4.3. Следует особо отметить тот факт, что однофазное короткое замыкание является несимметричным и при его расчете следует учитывать возникновение токов нулевой последовательности.

Однофазный ток короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле:

$$I_{no}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2 \cdot R_1 \Sigma + R_0 \Sigma)^2 + (2 \cdot X_1 \Sigma + X_0 \Sigma)^2}} \quad (95)$$

Где $R_1 \Sigma, X_1 \Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление прямой последовательности относительно точки КЗ, мОм

$R_0 \Sigma, X_0 \Sigma$ - суммарные активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ, мОм

$$R_0 \Sigma = R_{0m} + R_p + R_{ma} + R_{кв} + R_{к} + R_{0ш} + R_{0к} + R_{0в} + R_{д} \quad (96)$$

$$X_0 \Sigma = X_{0T} + X_p + X_{ma} + X_{кв} + X_{0ш} + X_{0к} + X_{0в} \quad (97)$$

Где R_{0T}, X_{0T} - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора.

$R_{0ш}, X_{0ш}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода.

$R_{0к}$, $X_{0к}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля.

$R_{0в}$, $X_{0в}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии.

$$R_{0вл} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0.15 \text{ мОм/м}$$

$$X_{0вл} = 3X_{1вл}$$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

Тема: Технико-экономический анализ схем низковольтного электроснабжения.

Цель: Определить наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения цеха с использованием САПР «Карат».

Общие сведения.

Для определения наиболее выгодного как с точки зрения эксплуатации, так и с точки зрения строительства варианта схемы электроснабжения цеха необходимо определить среднегодовые эквивалентные расходы. Определить среднегодовые эквивалентные расходы можно как для двух вариантов схем электроснабжения целиком, так и для различающихся в них элементов. Второй вариант предпочтительнее ввиду экономии времени.

Как уже описано выше среднегодовые эквивалентные расходы состоят из суммарных капиталовложений в оборудование и издержек. Издержки состоят из эксплуатационных расходов, амортизационных отчислений и стоимости потерь электроэнергии.

Ввиду того что неотъемлемой частью расчета среднегодовых эквивалентных расходов являются потери электроэнергии их также необходимо рассчитать. Потери электроэнергии будем определять по методике, изложенной в «Положение о нормировании технологических потерь при передаче и распределении электроэнергии. Приказ N 267 от 4 октября 2005 г.»

Для того чтобы перейти к изложению методики расчета потерь электроэнергии следует сначала описать используемые термины:

Отпайка – любое отходящее присоединение от ШМА (ШРА, РП, РЩ, ЩОС) или ШРА запитанный кабелем непосредственно от КТП.

Отходящее присоединение – фидеры КТП, то есть ШМА; ШРА, кабели питающие РП (РЩ) или ШРА.

Узел - группа однотипных ЭП, подключенных к одному РП или равномерно распределенных вдоль ШРА.

При расчете потерь следует учитывать следующие факторы:

- 11) Количество присоединений на КТП – сумма всех отходящих присоединений на КТП, кроме АВР на 0,4 кВ.
- 1) Суммарное количество отпаяк в сети – любое отходящее присоединение.
- 2) Удельное сопротивление отходящего присоединения, то есть ШМА, проводник соединяющий РП или ШРА с шинами КТП, ШРА если он непосредственно подключен к шинам КТП – иначе это сопротивления всех присоединений КТП, кроме АВР на 0,4 кВ.
- 3) Количество отпаяк на данном присоединении – любое отходящее присоединение от ШМА или ШРА, запитанное кабелем от КТП.
- 4) Длина ШМА – расстояние от начала ШМА до точки подключения ШРА или РП или длина кабеля, которым запитан ШРА от шин КТП
- 5) Удельное сопротивление ШРА или проводника, соединяющего РП и ШМА для соответствующей отпайки.
- 6) Число узлов на ШРА или РП.
- 7) Длина ШРА до узла – длина ШРА до центра группы однотипных электроприемников или длина проводника, которым РП подключено к ШМА или шинам КТП.
- 8) Чем выполнено подключение ЭП в данном узле – удельное сопротивление и длина проводника.
- 9) Показатели ЭП данного узла – номинальная мощность, коэффициент мощности.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ является метод оценки потерь на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Исходные данные для автоматизированного расчета: элементы рассматриваемой схемы электроснабжения, их стоимость, количество, удельные сопротивления и длины проводников схемы.

Последовательность (алгоритм) расчета:

Алгоритм определения капитальных вложений.

Исходя из типа элемента и его стоимости как вносимой пользователем вручную, так и выбираемой из справочных данных САПР вычисляется как стоимость отдельных элементов, так и стоимость среднегодовых эквивалентных расходов.

Суммарные капитальные вложения определяются следующей формулой:

$$\sum K = \sum (Z_n \cdot n)$$

Где Z_n – цена того или иного элемента сети

N – Количество или длина.

Алгоритм расчета потерь электроэнергии.

Алгоритм расчета потерь электроэнергии разработан в соответствии с расчетными методиками изложенными в /26/.

Алгоритм делится на две ветви. Первая ветвь предназначена для расчета потерь для радиальных схем электроснабжения с нагрузкой сосредоточенной в конце линии, а вторая для схем в которых нагрузка равномерно распределена по ШРА.

Пользователь, исходя из табличных данных, из модуля выбора проводов и по справочным данным выбирает элементы схемы сети, их тип, количество и длину.

Потери электроэнергии в проводниках определяются по расчётному току для одного или нескольких рассматриваемых вариантов электроснабжения цеха.

1) Для радиальных схем потери определяем по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot L \cdot T_r / 10^6 \quad (98)$$

Где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление проводника, мОм/м;

L – длина проводника, м;

T_r – количество часов в году, 8760 ч.

2) Для схем где нагрузка равномерно распределена вдоль ШРА:

$$\Delta W = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot L_{экв} \cdot T_r / 10^6 \quad (99)$$

Где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление проводника, мОм/м;

$L_{экв}$ – длина проводника, м;

T_r – количество часов в году, 8760 ч.

$$L_{экв} = L_m + 0,44 \cdot L_{2-3} + 0,22 \cdot L_1 \quad (100)$$

Где L_m – Длина магистрали, м;

L_{2-3} – Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, м;

L_1 – Длина однофазных ответвлений, м;

Алгоритм определения эксплуатационных издержек и среднегодовых эквивалентных расходов.

Расчетный алгоритм построен на основе методической информации из /27/.

Расчеты ведем по следующим формулам:

1) Суммарные капиталовложения – сумма всех затрат на оборудование

$$K = \sum Z \quad (101)$$

Где Z – Затраты на оборудование

2) Издержки определяются суммой издержек:

$$I = I_{тэр} + I_{ам} + I_{\Delta W} \quad (103)$$

Где $I_{тэр}$ – издержки на текущие эксплуатационные расходы;

$I_{ам}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии.

3) Издержки на текущие эксплуатационные расходы:

$$I_{\text{тэр}} = \alpha_{\text{тэр}} \cdot K \quad (104)$$

Где $\alpha_{\text{тэр}}$ - норма отчислений на обслуживание и ремонты цеховой сети

4) Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = K / T_{\text{сл}} \quad (105)$$

Где $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

4) Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W \quad (106)$$

Где C_0 = удельная стоимость потерь электроэнергии

5) Эквивалентные среднегодовые расходы:

$$Z = E \cdot K + I \quad (107)$$

где E – норматив дисконтирования (пороговое значение рентабельности, выбранный для инвестиционного проекта, должен учитывать и процент инфляции).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9*

Тема: Исследование работы автоматического выключателя серии.

Цель: Изучение конструкции и принципа действия автоматического выключателя серии А3700.

1. Назначение автоматических выключателей типа А3700

и предъявляемые к ним требования.

Автоматический воздушный выключатель (автомат) типа А3700 служит для проведения тока в нормальном режиме и автоматического отключения электрической цепи при перегрузках, КЗ, чрезмерном понижении напряжения питания, для нечастых (до 6 в час) оперативных включений и отключений

* Методические указания по лабораторным работам №9-12 подготовлены Паньковой Д.Н.

электрических цепей на напряжение до 440 В постоянного тока и до 660 и 1140 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц.

К автоматам предъявляются следующие требования:

1. Токоведущая цепь автомата должна пропускать номинальный ток в течение сколь угодно длительного времени. Режим продолжительного включения для автомата является нормальным. Токоведущая система автомата может подвергаться воздействию больших токов КЗ как при замкнутых контактах, так и при включении на существующее КЗ.

2. Автомат должен обеспечивать многократные отключения предельных токов КЗ, которые могут достигать сотен кА. После отключения этих токов автомат должен быть пригоден для длительного пропускания номинального тока.

3. Для обеспечения электродинамической и термической стойкости энергоустановок, уменьшения разрушений и других последствий, вызываемых токами КЗ, автоматы должны иметь малое время отключения. С целью уменьшения габаритных размеров распределительного устройства и повышения безопасности обслуживания необходимо минимальная зона выхлопа нагретых и ионизированных газов в процессе гашения дуги.

4. Элементы защиты автомата должны обеспечивать селективность и необходимые токи и времена срабатывания.

В зависимости от вида воздействующей величины автоматы делятся на максимальные автоматы по току, минимальные автоматы по току, минимальные автоматы по напряжению, автоматы обратного тока, максимальные автоматы, работающие по производной тока, поляризованные максимальные автоматы (отключают цепь при нарастании тока в одном – прямом направлении) и неполяризованные, реагирующие на возрастание тока в любом направлении. Для построения селективно действующей защиты автоматы должны иметь регулировку тока и времени срабатывания. В некоторых случаях требуется комбинированная защита – максимальная по току и минимальная по напряжению.

Автоматические выключатели снабжают специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от типа выключателя выполняют в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты. Для этого используют электромагнитные и тепловые реле. Эти реле называют расцепителями.

Номинальным током автоматического выключателя $I_{ном,а}$ называют наибольший ток, при протекании которого выключатель может длительно работать без повреждений.

Номинальным напряжением автоматического выключателя $U_{ном,а}$ называют указанное в паспорте напряжение, равное напряжению электрической сети, для работы которой этот выключатель предназначен.

Номинальным током расцепителя $I_{ном,рас}$ называют указанный в паспорте ток, длительное протекание которого не вызывает срабатывание расцепителя.

Током уставки расцепителя называют наименьший ток при протекании которого расцепитель срабатывает.

2. Классификация

Выключатели различаются: по роду тока, числу полюсов, номинальному напряжению главной цепи, уставкам по току электромагнитного расцепителя.

3. Конструкция и принцип действия

Основные узлы автомата: токоведущая цепь, дугогасительная система, перевод автомата, механизм автомата механизм свободного расцепления и элементы защиты – расцепители.

Автоматический выключатель серии АЗ700 (слайд):

а – общий вид; б – принципиальная схема; 1 – разрывной контакт, 2,7,13 – пружины, 3,4 – главные контакты, 5 – несущая деталь, 8,9 – катушки максимального и минимального расцепителей, 10 - электромагнит, 11 – рукоятка, 12 – рычаги.

Автомат находится в состоянии отключения, так как главные контакты 3 и 4 разомкнуты и ток коммутации проходит через параллельную цепь

разрывных контактов 1. Благодаря такой конструкции дуга в главных контактах не образуется, и они не подгорают.

Разрывные (дугогасительные) контакты 1 размыкаются, когда главные контакты расходятся на достаточное расстояние. Дуга, образовавшаяся в результате коммутации тока, гасится в дугогасительной камере. Для получения надежного контакта разрывные и главные контакты имеют контактные пружины 2.

Для включения автомата необходимо нажать на рукоятку 11 (ручной привод) или подать напряжение на электромагнит 10 (дистанционное включение), который рычагами 12 поворачивают основную несущую деталь 5 в рабочее положение. При этом отключающая пружина 13 растягивается, и вся система встает на защелку 6.

Автомат обеспечивает защиту электрооборудования от КЗ и минимального напряжения.

При прохождении тока КЗ катушка 8 максимального расцепителя воздействует на катушку с подвижным сердечником и выбивает защелку 6. Под действием отключающей пружины 13 автомат разрывает коммутируемую цепь.

Минимальный расцепитель имеет катушку 9, на которую подается напряжение сети, и пружину.

При номинальном напряжении сети их усилия уравниваются, и шток соленоида не воздействует на отключение автомата.

При снижении напряжения сети сила, разрываемая подвижным сердечником, недостаточно, и его шток под действием пружины выбивает защелку 6.

В автомате предусмотрена возможность дистанционного отключения оборудования с помощью кнопки SQ.

Автоматы могут содержать электромагнитный или тепловой расцепитель, а также комбинированный расцепитель с тепловым и электромагнитным элементами.

4. Технические данные автоматического выключателя.

Типы и основные параметры приведены в табл. 1. Номинальные уставки тока электромагнитных расцепителей в спокойном состоянии выключателя при протекании тока по его полюсам соответствуют табл.1. Уставки тока в условиях эксплуатации не регулируются. Предельная коммутационная способность выключателей переменного тока в цикле О-ВО-ВО и О при коэффициенте мощности 0,25 и выключатели постоянного тока при постоянной времени цепи (8-12) мс соответствует указанной в табл.1. Выключатели срабатывают при токах КЗ без предварительно вводимой выдержки времени. Полное время срабатывания не превышает 0,04 с при кратности тока КЗ к току уставки электромагнитного расцепителя 1,25. Выключатели допускают работу при любом напряжении до 1,1 номинального, указанного в табл. 1.

| Параметры | Автомат серии А3700 |
|---|---------------------------|
| Номинальное напряжение, В | 660 1140* |
| Частота, Гц | 50, 60 |
| Род тока | переменный |
| Номинальный ток, А | 630 |
| Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А | 2500 ± 370; 4000 ± 600 |
| Предельная коммутационная способность кА (уд), при рабочем напряжении | |
| ≈ 1140 В | |
| ≈ 660 В | 25 |
| - 440 В | 42 |
| Износостойкость, циклов ВО: | 50 |
| общая, | |
| в том числе коммутационная при рабочем напряжении | 16000 |
| ≈ 1140 В | |
| ≈ 660 В | 6000 |
| - 440 | 10000 |
| Потребляемая мощность, Вт, не более | 10000 |
| Устойчивость при сквозных токах, кА: | 200 |
| в цепи переменного тока (амплитудное значение) | 40 |
| в цепи постоянного тока (наибольшее значение ожидаемого тока) | 35 |
| Термическая стойкость А ² с | 130 × 10 ⁶ |
| Масса, кг: | |
| выключателя | 18,3 |
| независимого расцепителя | 0,443 |
| целевого расцепителя напряжения | 0,45 |

5. Время токовые характеристики

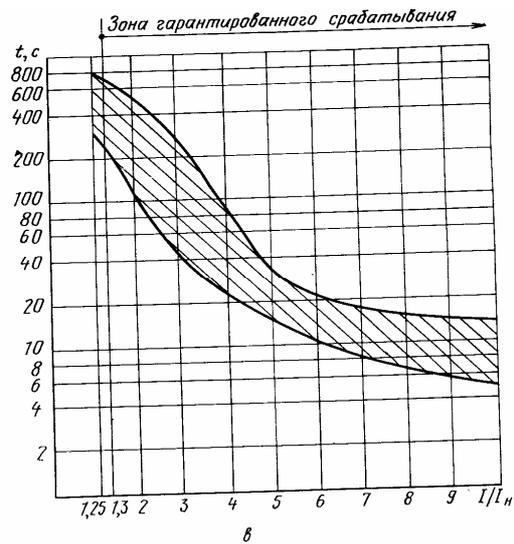
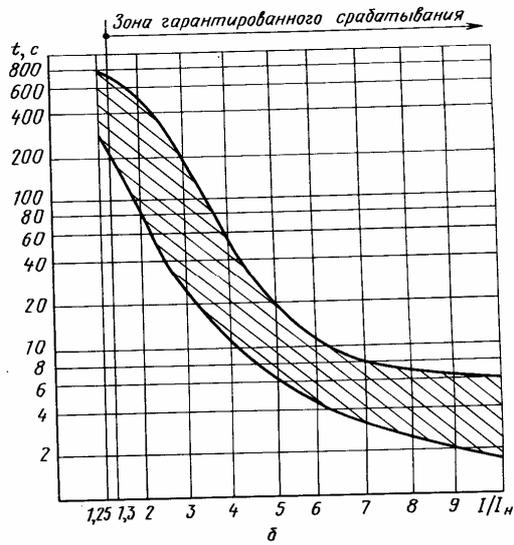
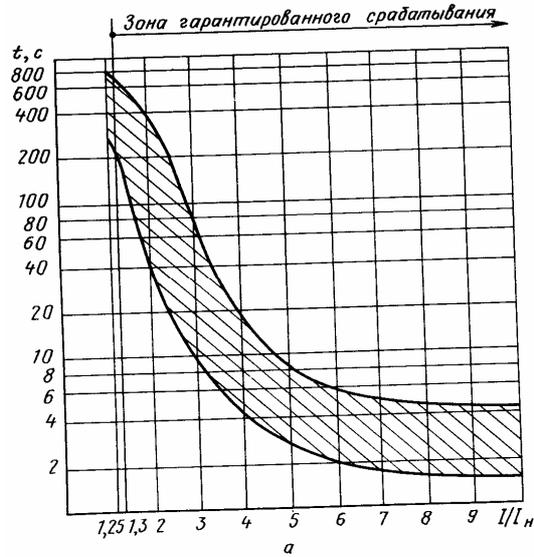


Рис.1. Время – токовая характеристика полупроводниковых расцепителей переменного тока в зоне токов перегрузки
 а – уставка по времени срабатывания 4 с; б – уставка по времени срабатывания 8 с; уставка по времени срабатывания 16 с.

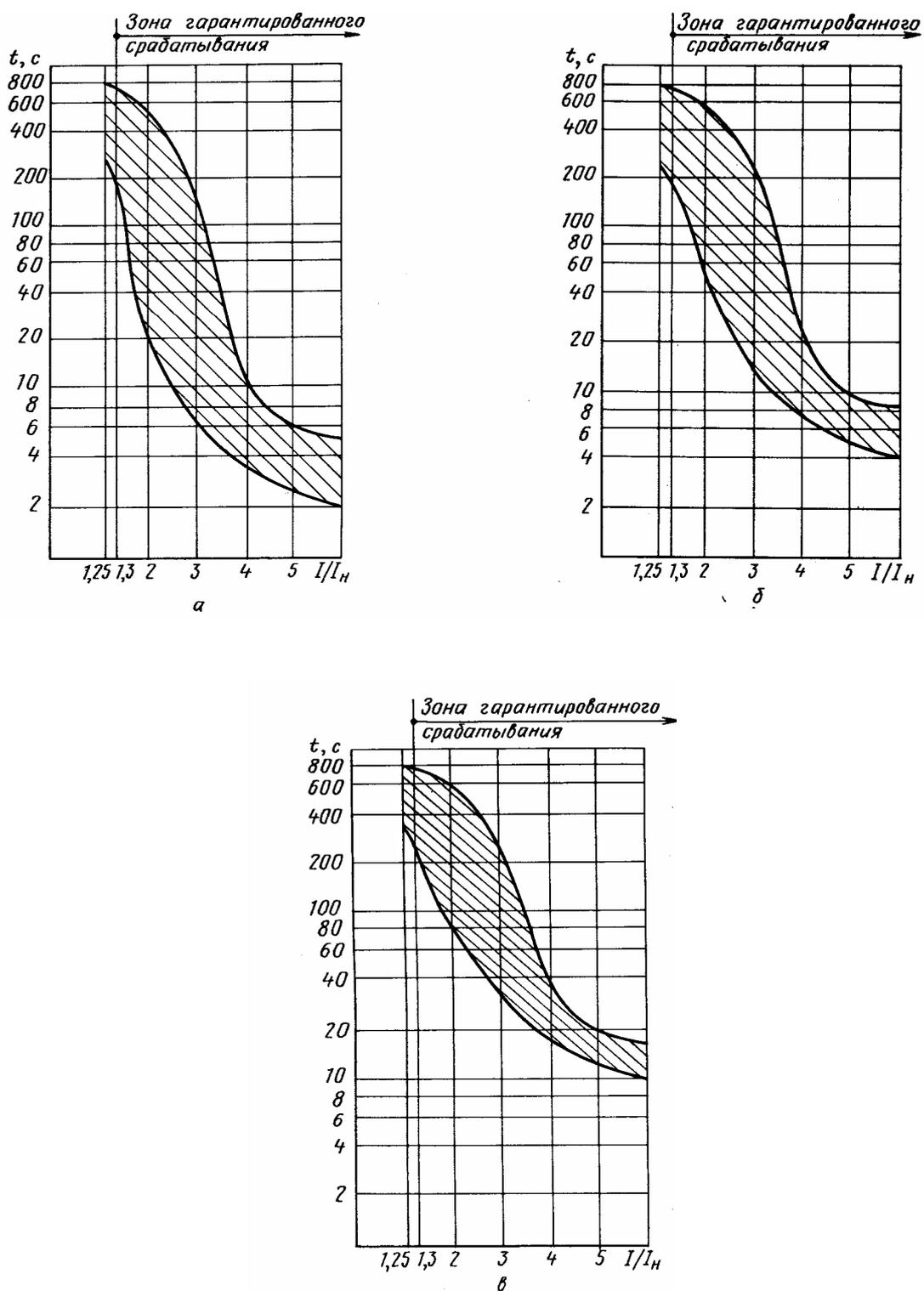


Рис. 2. Время – токовая характеристика полупроводниковых расцепителей переменного тока в зоне токов перегрузки: а – уставка по времени срабатывания 4 с; б – уставка по времени срабатывания 8 с; в – уставка по времени срабатывания 16 с.

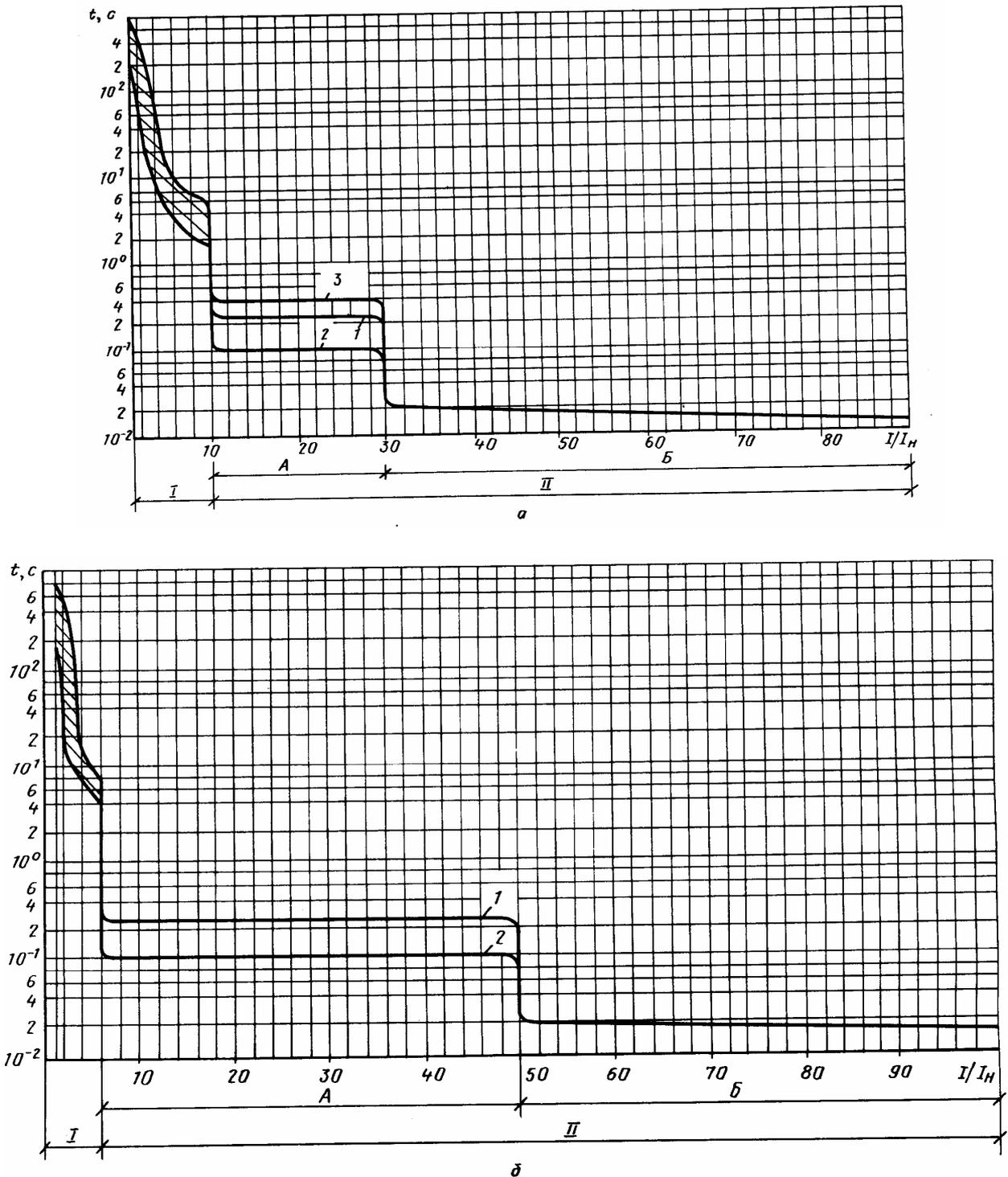


Рис. 3. Время – токовая характеристика с уставкой по времени срабатывания в зоне токов перегрузки 8 с: а – на 380 В переменного тока; б – на 400 В постоянного тока; I_n – номинальный ток выключателя; I – ток КЗ (для переменного тока – действующее значение); t – полное время отключения; I – зона токов перегрузки; II – зона токов КЗ; А – зона селективности; Б – зона тока ограничения 1 – уставка 0,25 с, 2 – уставка 0,1с, 3 – уставка 0,4 с.

6. Порядок проведения лабораторной работы:

- осмотреть автоматического выключателя (АВ) серии АЗ700;
- изучить принципиальную схему автомата;
- изучить конструкцию АВ и его технические данные;
- ознакомиться с время - токовыми характеристиками АВ;
- разобрать электрические схемы дополнительных сборочных единиц АВ.

7. План составления отчета:

- титульный лист;
- цель работы;
- описание АВ, принципиальная электрическая схема, назначение;
- время - токовые характеристики АВ, электрические схемы дополнительных сборочных единиц (по указанию преподавателя);

8. Рекомендуемая литература

1. Галыгин А.Ф., Ильяшенко Л.А. Устройство и обслуживание электрооборудования промышленных предприятий. - М.: Высш. шк.. 1986.
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты: Общий курс. Учебник для вузов.– 3-е изд., перераб.и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Корнилов Ю.В., Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования промышленных предприятий. М.: Высш. шк.. 1986.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №10

Тема: Исследование работы предохранителей.

Цель: изучение конструкции и принципа действия предохранителей.

1. Назначение автоматических предохранителей и предъявляемые к ним требования.

Предохранители – это электрические аппараты, предназначены для защиты электрических цепей от токовых перегрузок и токов КЗ. Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка включаемая последовательно с защищаемой цепью, и дугогасительное устройство.

К предохранителям предъявляются следующие требования:

1. Времятоковая характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к времятоковой характеристике защищаемого объекта.

2. Время срабатывания предохранителя при КЗ должно быть минимально возможным, особенно при защите полупроводниковых приборов. Предохранители должны работать с токоограничением.

3. При КЗ защищаемой цепи предохранители должны обеспечивать селективность защиты.

4. Характеристики предохранителя должны быть стабильными, а технологический разброс их параметров не должен нарушать надежность защиты.

5. В связи с возросшей мощностью установок предохранители должны иметь высокую отключающую способность.

6. Конструкция предохранителя должна обеспечивать возможность быстрой и удобной замены плавкой вставки при ее перегорании.

2. Характеристики предохранителей.

Основной характеристикой предохранителя является времятоковая характеристика, представляющая собой зависимость времени плавления вставки от протекающего тока. Для совершенной защиты желательно, чтобы времятоковая характеристика предохранителя (кривая 1 на рис.1) во всех точках шла немного ниже характеристики защищаемой цепи или объекта

(кривая 2 на рис.1). Однако реальная характеристика предохранителя (кривая 3 на рис.1) пересекает кривую 2. Если характеристика предохранителя соответствует кривой 1, то он будет перегорать из-за старения или при пуске двигателя. Цепь будет отключаться при отсутствии недопустимых перегрузок. Поэтому ток плавления вставки выбирается больше номинального тока нагрузки. При этом кривая 2 и 3 пересекаются. В области больших перегрузок (область Б) предохранитель защищает объект.

В области А предохранитель объект не защищает.

При небольших перегрузках $(1,5 \div 2)I_{ном}$ нагрев предохранителя протекает медленно. Большая часть тепла отдается окружающей среде. Сложные условия теплоотдачи затрудняют расчет плавкой вставки.

Ток, при котором плавкая вставка сгорает при достижении ею установившейся температуры, называется *пограничным током* $I_{погр}$.

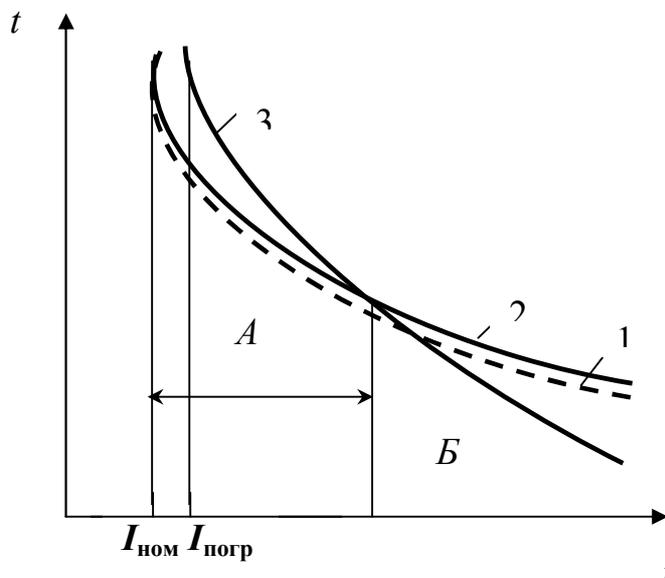


Рис. 1. Согласование характеристик предохранителя и защищаемого объекта

Для того чтобы предохранитель не срабатывал при номинальном токе необходимо $I_{погр} > I_{ном}$. С другой стороны для лучшей защиты значение $I_{погр}$ должно быть возможно ближе к номинальному.

При токах, близких к $I_{\text{погр}}$, температура плавкой вставки должна приближаться к температуре плавления.

В связи с тем, что время плавления вставки при пограничном токе велико (более 1 ч) и температура плавления ее материала составляет много сотен градусов Цельсия, все детали предохранителя старения плавкой вставки.

Для снижения температуры плавления вставки при ее изготовлении применяются легкоплавкие металлы и сплавы.

Таблица 1. Материалы плавких вставок и их свойства

| Металл вставки | Удельное сопротивление ρ_0 , мкОм*м | Температура, °С | | A' , А ² с/мм ⁴ | A'' , А ² с/мм ⁴ | $A' + A''$ |
|----------------|--|-----------------------|----------------------|---|--|------------|
| | | $\theta_{\text{доп}}$ | $\theta_{\text{пл}}$ | | | |
| Медь | 0,0153 | 250 | 1083 | 80000 | 11600 | 91600 |
| Серебро | 0,01147 | - | 961 | 62000 | 8000 | 70000 |
| Цинк | 0,06 | 200 | 419 | 9000 | 3000 | 12000 |
| Свинец | 0,21 | 150 | 327 | 1200 | 400 | 1600 |

Примечание. $\theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура плавкой вставки при длительном протекании тока; $\theta_{\text{пл}}$ – температура плавления вставки; A' и A'' – коэффициенты, определяющие время плавления при КЗ. Время нагрева плавкой вставки от начальной температуры до полного ее разрушения определяется суммой коэффициентов $A' + A''$.

3. Виды предохранителей

1. Предохранители с гашением дуги в закрытом объеме (типа ПР-2);
2. Предохранители с мелкозернистым наполнителем (типов ПН-2, ПРС);
3. Предохранители с жидкометаллическим контактам;
4. Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов (типов ПП-57, ПП-59);
5. Блоки предохранитель-выключатель (типа БПВ)

Конструктивное выполнение предохранителя ПР-2 и принцип действия.

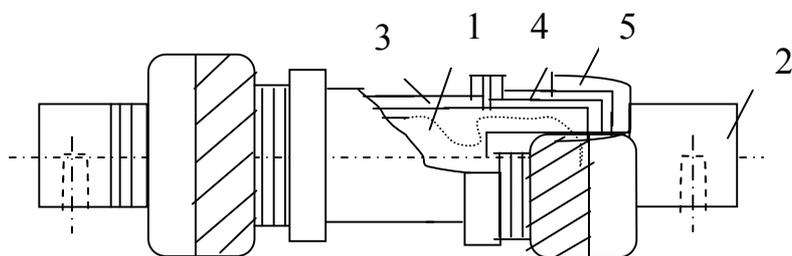


Рис.2. Предохранитель типа ПР-2: 1 – плавкая вставка, 2 – контактные ножи, фибровый цилиндр (3), латунная обойма (4), латунный колпачок (5) герметичного трубчатого патрона.

При отключении сгорают суженные перешейки плавкой вставки, после чего возникает дуга. Под действием температуры дуги фибровые стенки патрона выделяют газ, давление в патроне увеличивается, что способствует быстрому гашению дуги.

Предохранители с мелкозернистым наполнителем более совершенны. Корпус квадратного сечения изготавливается из прочного фарфора или стеатита. Внутри корпуса расположены ленточные плавкие вставки и наполнитель – кварцевый песок (с содержанием SiO_2 не менее 98 %, с зернами размером $(0,2 \div 0,4)10^{-3}$ и влажностью не выше 3%). Плавкая вставка выполняется из медной ленты толщиной 0,1-0,2 мм. Для получения токоограничения вставка имеет суженные сечения. При КЗ плавкая вставка сгорает и дуга горит в канале, образованном зернами наполнителя. Градиент напряжения на дуге очень высок и достигает $(2-6)10^4$ В/м. Этим обеспечивается гашение дуги.

Предохранители с жидкометаллическим контактам. В таком предохранителе электроизоляционная трубка имеет капилляр, заполненный жидким металлом. При протекании большого тока жидкий металл в нем испаряется, образуется поровая и электрическая цепь размыкается. После определенного времени пары металла конденсируются и контакт восстанавливается. Предельный отключаемый ток таких предохранителей

достигает 250 кА при напряжении 450 В переменного тока. Предохранители работают многократно с большим токоограничением.

Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов представляет собой корпус из прочного фарфора, внутри которого расположены плавкие вставки и кварцевый песок. Предназначены они только для защиты от КЗ. В современных преобразовательных установках каждый полупроводниковый прибор имеет предохранитель. Токи протекающие через предохранитель могут достигать 100 –200 кА. При разрушении предохранителя может произойти авария преобразовательной установки. В связи с этим быстродействующие предохранители должны иметь большую механическую прочность и обладать высокой надежностью.

Для уменьшения габаритных размеров распредустройства выпускаются блоки предохранитель – выключатель, обеспечивающие отключение номинальных токов и защиту цепей от токовых перегрузок и КЗ.

Таблица 2. Технические данные предохранителей типа ПН-2 и НПН

| Тип | Номинальное напряжение, В | Номинальный ток, А | | Номинальный ток отключения,кА (при напряжении 380 В) |
|----------|---------------------------|--------------------|--|--|
| | | предохранителя | Плавкой вставки | |
| НПН-60 | 500 | 60 | 6,10,15,20, | 10 |
| ПН2-100 | 380, 220 | 100 | 25,30,40,60 | 50 |
| ПН2-250 | 380, 220 | 250 | 30,40,50,60, | 40 |
| ПН2- 400 | 380, 220 | 400 | 80,100 | 25 |
| ПН2- 600 | 380, 220 | 600 | 80,100,120, 150,200,250 200,250,300,400 300,400,500,600 | 25 |

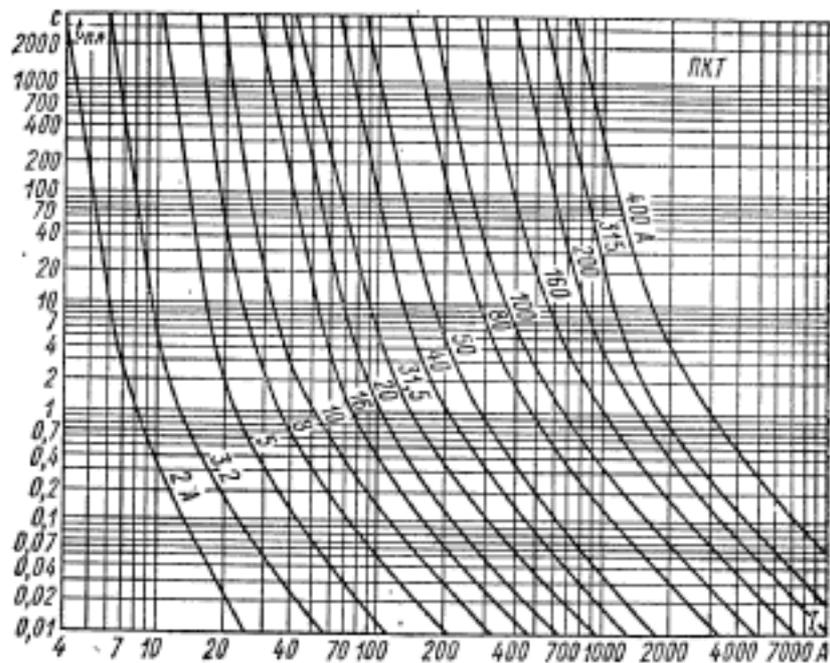
Высоковольтные предохранители

При напряжении выше 3 кВ и частоте 50 Гц применяются высоковольтные предохранители. Процесс нагрева плавкой вставки в них протекает также как и в предохранителях низкого напряжения.

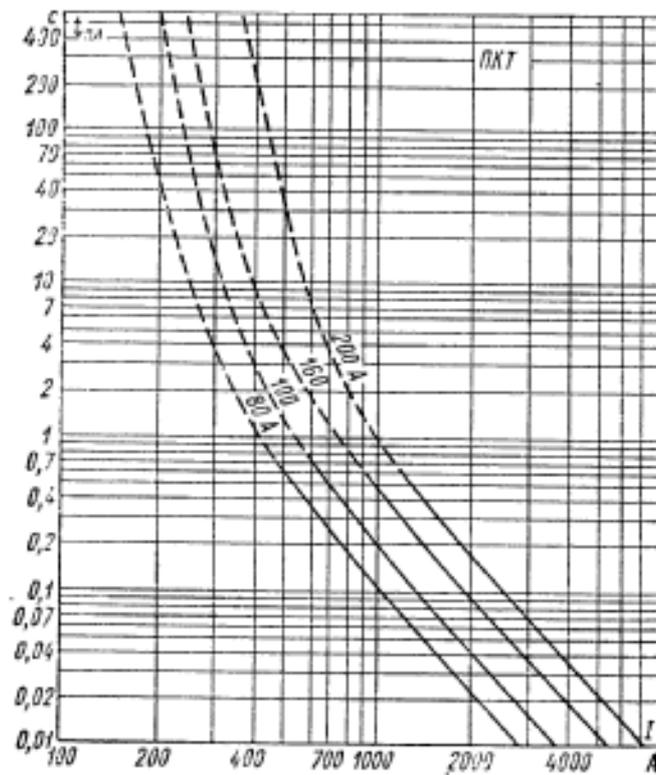
В отношении времени плавления к высоковольтным предохранителям предъявляются следующие требования: длительность плавления вставки должна быть менее 2 ч при токе перегрузки, равном $2I_{ном}$, и более 1 ч при токе перегрузки, равном $3I_{ном}$. Высоковольтные предохранители часто применяют

для защиты трансформаторов напряжения от КЗ. Время плавления вставки равно 1 мин при токе 1,25-2,5 А.

5. Времятоковые характеристики предохранителей высокого напряжения



а)



б)

Рис. 2. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 6 кВ: а) с токами отключения 20 и 40 кА; б) с токами отключения 31,5 кА.

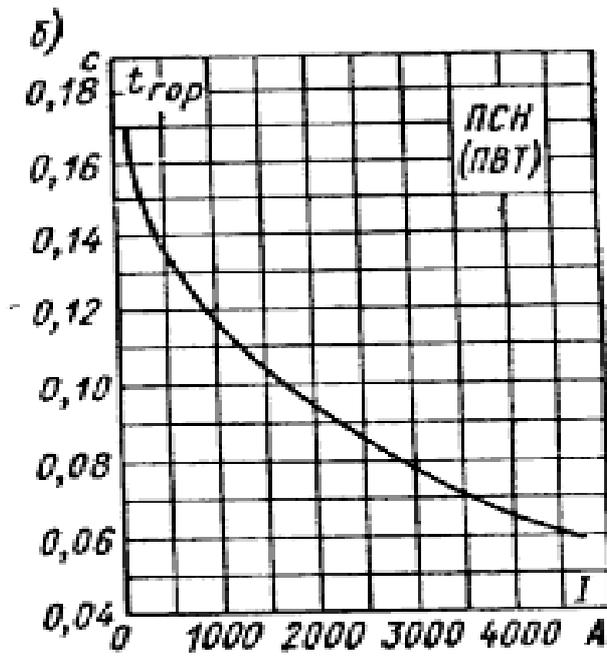
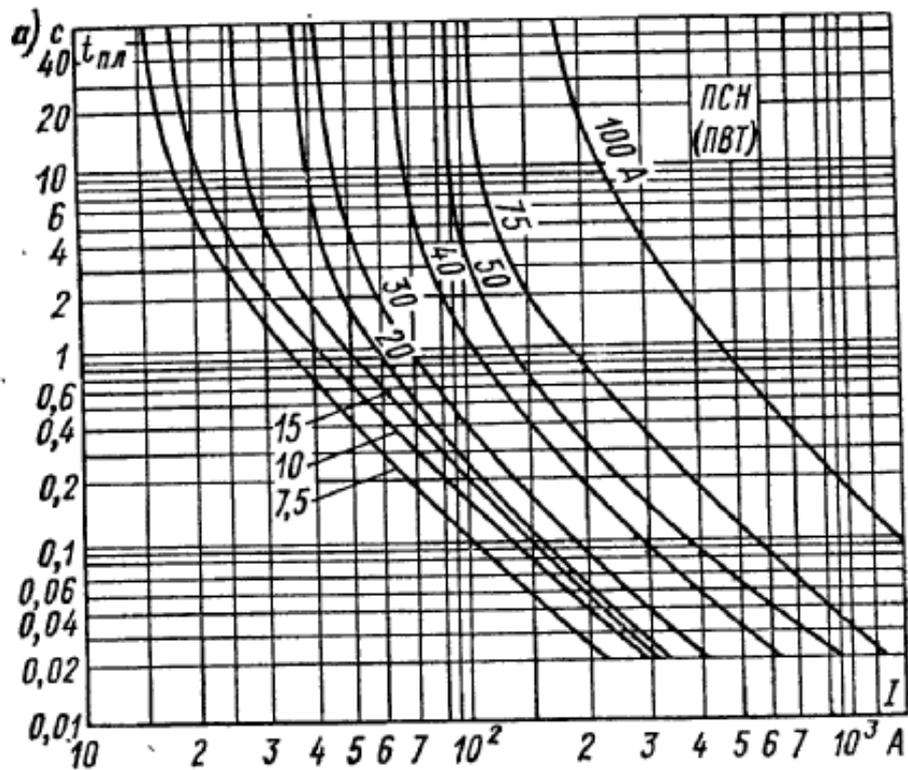


Рис. 3. Времятоковые (защитные) характеристики плавких предохранителей типа ПСН (ПВТ): а) зависимость времени плавления $t_{пл}$; б) зависимость времени горения $t_{гор}$ от ожидаемого тока.

6. Порядок проведения лабораторной работы:

- осмотреть предохранители, ознакомится с их видами;
- изучить классификацию предохранителей и конструктивные особенности;
- изучить технические данные предохранителей;
- ознакомиться с время - токовыми характеристиками предохранителей;

7. Рекомендуемая литература

1. Галыгин А.Ф., Ильяшенко Л.А. Устройство и обслуживание электрооборудования промышленных предприятий. - М.: Высш. шк.. 1986.
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты: Общий курс. Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Плавкие предохранители / К.К. Намиток, Р.С. Хмельницкий, К.Н. Анисеева. - М.: Энергоатомиздат, 1976.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №11

Тема: Исследование работы комплектной трансформаторной подстанции (КТП-2х250 кВА 10/0,4 кВ).

Цель: Знакомство с конструкцией и принципом действия КТП- 2х250 кВА 10/0,4

Введение.

Настоящее “Техническое описание и инструкция по эксплуатации” (в дальнейшем именуемое ТО) распространяется на подстанции трансформаторные тупиковые внутренней установки мощностью 250 кВА напряжением 10 кВ с выключателем нагрузки переменного тока серии ВН – 10, автоматическими выключателями серии А3710, А3720, А3790.

ТО предназначено для ознакомления обслуживающего персонала с техническими характеристиками, устройством, принципом работы, правилами монтажа и эксплуатации подстанции.

При монтаже и эксплуатации КТП следует дополнительно руководствоваться техническим описанием и инструкцией по эксплуатации на:

1. силовой трансформатор типа ТМЗ – 250/10
2. выключатель нагрузки ВН – 10
3. выключатели автоматические серии А3710
4. выключатели автоматические серии А3720
5. выключатели автоматические серии А3790
6. другую комплектацию аппаратуры и измерительные приборы.

1. Основные технические данные и характеристики.

| | |
|---|--------------------------|
| Номинальная мощность, кВА | 250 |
| Частота, Гц | 50 |
| Род тока | переменный трёхфазный |
| Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения (стороне ВН), кВ | 10 |
| Номинальное напряжение на стороне низшего напряжения (стороне НН), кВ | 0,4 |
| Габаритные размеры КТП с воздушным вводом, мм | 4700x4430x1720 |
| Габаритные размеры КТП с кабельным вводом, мм | 2615x4430x1720 |
| Степень защиты | IP23 |
| Установленная безотказная наработка, ч | 26000 |
| Содержание драгоценных материалов в выключателях, переключателях, пускателях, фото-реле, датчиках-реле температуры, защитных приставках, вольтметрах, г | серебро, m=178,35 |

2. Назначение

Подстанция трансформаторная комплектная тупиковая в дальнейшем именуемая КТП, мощностью 250 кВА внутренней установки служит для приёма, преобразования и распределения электрической энергии.

КТП предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и небольших промышленных объектов в схемах электроснабжения радиального типа с питанием со стороны 10 кВ. КТП выполнена в климатическом исполнении У категории 1, степень защиты подстанции JP23. Нормальная работа подстанции обеспечивается в следующих условиях:

1. температура окружающего воздуха от - 40°C до + 40°C;
2. высота над уровнем моря не более 1000 м.;
3. скорость ветра до 15 м/с при толщине гололёда до 20 мм и 36 м/с при отсутствии гололёда,

КТП не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов. Не допускается осуществлять подвод питания КТП со стороны 0,4 кВ. Напряжение от внешней сети 10 кВ подаётся через выключатель нагрузки и предохранители на выводы силового трансформатора. Пониженное до 0,4 кВ напряжение через выключатель автоматический подаётся на сборные шины, к которым присоединены отходящие силовые линии.

Шкаф РУНН представляет собой металлоконструкцию, имеющую с лицевой и задней стороны двери, крышу и встроенный внутри сварочный каркас. Каркас разделён на ячейки, которые разделены между собой перегородками, каждая ячейка снаружи закрывается дверью. На дверях расположены рукоятки управления аппаратурой, световая сигнализация, измерительные приборы. Каждая из них закрывается и открывается съёмным ключом-рукояткой, замки на этих дверях имеют одинаковый секрет. На дверях крепятся таблички с надписью о назначении каждого отсека РУНН.

Автоматические выключатели в отсеках линий могут быть установлены в двух положениях: в рабочем, при котором их стычные контакты соединены с

неподвижными контактами и в положении разъединителя, когда между контактами имеется воздушный зазор.

Выключатели вкатываются и выкатываются вручную в отключенном состоянии. Как в положении разъединителя, так и в положении рабочем выключатели закрепляются фиксаторами.

Включение выключателя с ручным приводом осуществляется поворотом рукоятки против часовой стрелки до взведения механизма свободного расцепления (метка 0), затем поворотом по часовой стрелки до упора (метка 1).

Положение вводного выключателя НН контролируется сигнальными лампами, а линейных выключателей положением ручного привода.

3. Указание мер безопасности

КТП относится к электроустановкам напряжения свыше 1000 В. При их обслуживании необходимо соблюдать и выполнять меры безопасности, предусмотренные “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”. Обслуживающий персонал должен иметь квалификационную группу допуска к работе в электроустановках.

4. Техническое обслуживание

Эксплуатация и обслуживание КТП должны проводиться в соответствии с “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”. При осмотре КТП особое внимание следует обращать на состояние контактных соединений, исправность заземления, состояние изоляции (загрязнённость, наличие трещин, следов разрядов и пр.). Контроль уровня масла в силовом трансформаторе производить через смотровые окна, имеющиеся на дверях шкафа трансформатора.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №12

Тема: Изучение принципа работы, назначения и комплектации панелей распределительных щитов серии ЩО – 70.

Цель: Изучить принцип работы, назначение и комплектацию распределительных щитов серии ЩО – 70, схемы ячеек ЩО – 70.

1. Назначение

Панели распределительных щитов ЩО70-1УЗ, ЩО70-2УЗ напряжением 380/220 В переменного тока, частотой 50 Гц предназначены для приёма электрической энергии и защиты от перегрузок и токов КЗ отходящих линий.

2. Структура условного обозначения:

ЩО70-Х-ХХУЗ

ЩО70 – щит распределительный, одностороннего обслуживания, индекс разработки;

Х – электрическая стойкость сборных шин (1-30 кА, 2-50 кА);

ХХ – номер (01...96 по табл. 1);

УЗ – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70.

3. Условия эксплуатации:

Высота над уровнем моря не более 1000 м;

температура окружающего воздуха от -10 до +35°С;

относительная влажность воздуха не более 80% при температуре +20°С;

окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров, а также производственной пыли в количествах, разрушающих или нарушающих работу панелей;

степень защиты панелей IP00 (с фасада IP20) по ГОСТ 14254-80;

рабочее положение вертикальное, допускается отклонение от рабочего положения на 5° в любую сторону.

Конструкция, монтаж и эксплуатация панелей должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.7-75.

Панели изготавливаются по ТУ34-1372-79.

4. Технические данные

| | |
|---|----------------------------|
| Номинальное напряжение, кВ..... | 0,4 |
| Род тока..... | переменный |
| Частота, Гц..... | 50 |
| Число отходящих линий..... | 1, 2, 4, 6 |
| Номинальный ток отходящих линий, А..... | 100, 250, 400, 630, 1000 |
| Номинальный ток вводных панелей, А..... | 400, 630, 1000, 1500, 2000 |

Электродинамическая стойкость сборных шин и отпаек от них, кА:

для вводных и секционных панелей

| | |
|----------------|---------|
| до 1000 А..... | 30 |
| на 1500 А..... | 30 и 50 |

для вводных панелей на 2000 А.....

для линейных..... 30 и 50

Габаритные размеры, мм:

| | |
|--------------|------------------|
| высота..... | 2200 |
| длина..... | 300, 800, и 1000 |
| глубина..... | 600 |

Масса панелей, кг:

| | |
|--|-----|
| секционной с рубильником на 600 А..... | 60 |
| линейной с автоматическими выключателями на 6 отходящих линий 100 А..... | 150 |
| линейной с рубильниками и предохранителями на 4 отходящие линии 2x250+2x400 А..... | 150 |
| вводной с автоматическими выключателями воздушными на 2000 А.... | 320 |

Гарантийный срок устанавливается на 2 года со дня ввода панели в эксплуатацию и не более 2,5 лет со дня отгрузки потребителю.

5. Конструкция

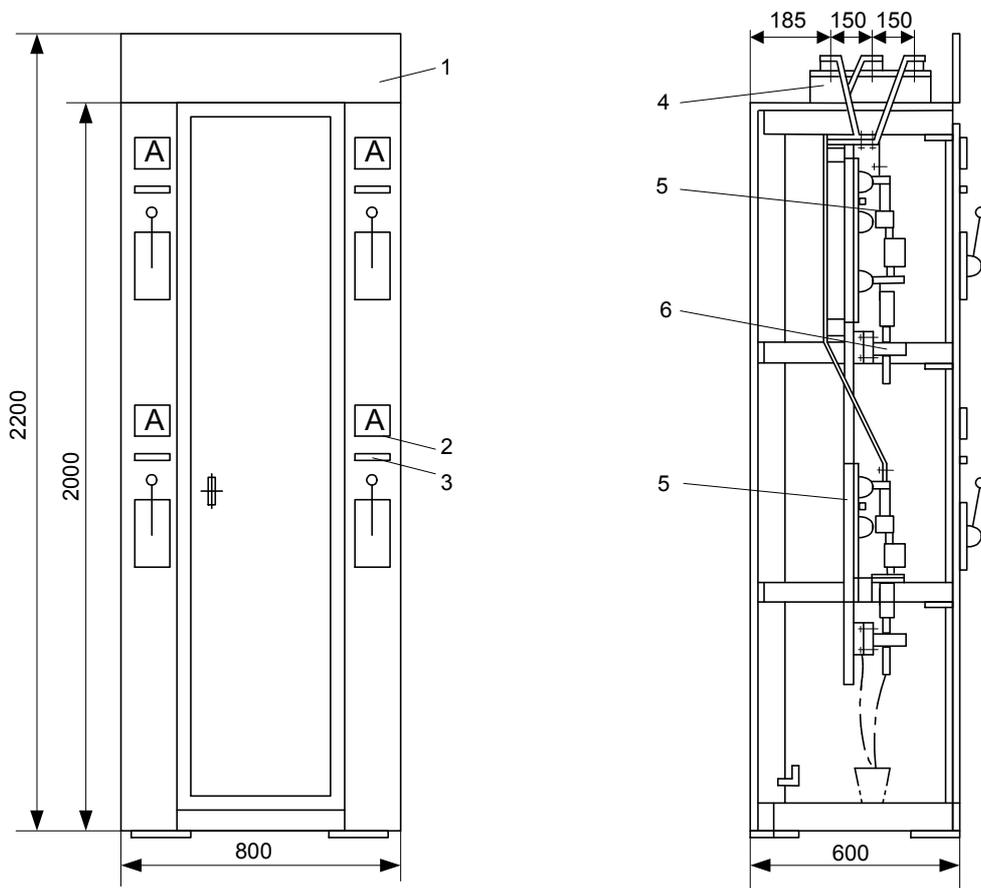


Рис. Комплектное распределительное устройство ЩО – 70:

1 – съёмный карниз; 2 – амперметр; 3 – рамка для надписи; 4 – траверса с изоляторами; 5 – рубильник с предохранителями; 6 – трансформатор тока.

Для комплектации типовых подстанций промышленность выпускает для распределительного устройства 0,4 кВ унифицированные щиты серии ЩО (щиты одностороннего обслуживания). Щиты серии ЩО – 70 имеют несколько модификаций: вводные, секционные, распределительные, наружного освещения. Панели шкафов комплектуют рубильниками и предохранителями или автоматами. Шины 0,4 кВ секционируются воздушным автоматом или рубильником. Кабельные заделки 0,4 кВ располагаются внутри щитов. Для присоединения сети наружного освещения имеется специальная панель щита с установкой на ней трансформатора тока и электросчётчика.

Комплектные распределительные устройства напряжением 6 – 10 кВ изготавливают двух типов, стационарного и выкатного.

Панели представляют собой сварную конструкцию из листогнутых профилей с установленными в них коммутационно-защитными аппаратами и электроизмерительными приборами.

Панели подразделяются на вводные, линейные, секционные, вводно-линейные, вводно-секционные, для приводов к разъединителям, уличного освещения, с аппаратурой АВР, торцовые.

Панели вводные. На панелях установлена коммутационная и защитная аппаратура ввода с тремя трансформаторами тока, тремя амперметрами и одним вольтметром, а также может быть установлен трансформатор тока на нулевом выводе от силового трансформатора для защиты от замыканий на землю. Вводы осуществляются рубильниками, автоматическими выключателями.

Для панелей с автоматическими выключателями используются выключатели типа АЗ790, ВА52-41, ВА53-41, ВА55-41.

Между автоматическими выключателями и сборными шинами установлены однополюсные разъединители, управляемые штангой. Трансформаторы тока в этих панелях для удобства обслуживания расположены между выключателем и разъединителем. Между вводом и автоматическим выключателем разъединителей нет, так как при ремонте выключателя силовой трансформатор может быть отключен со стороны высшего напряжения. Панели с рубильниками комплектуются рубильниками на 600 А с предохранителями и на 1000 А – без предохранителей.

Панели предусматривают кабельные и шинные вводы. Вводные панели могут комплектоваться щитком учёта со счётчиками активной и реактивной энергии при указании в опросном листе.

Панели линейные комплектуются рубильниками с предохранителями, автоматическими выключателями АЗ100, АЗ700, АЕ2050, ВА. В панелях с рубильниками применяются рубильники на токи 100, 250, 400, 600 А

с предохранителями.

В панелях с автоматическими выключателями ВА-57, А3100, А3700 применяются выключатели на токи 100(160), 200(250), 600 А, с выключателями ВА – на токи 400, 1000 А. Аппараты, применяемые в панелях, переднего присоединения. Благодаря наличию между выключателем и сборными шинами разъединителей с полюсным отключением штангой возможны безопасный осмотр панели, ревизия, ремонт и защита выключателей. Панели с выключателями А3100, А3700, ВА-57, АЕ2050 могут быть изготовлены также без разъединителей.

Панели секционные предназначены для секционирования вводов в тех случаях, когда каждая из секций нормально получает питание от отдельного трансформатора или ввода.

С помощью этих панелей комплектуются распределительные устройства двухтрансформаторных подстанций.

Секционные панели могут быть выполнены на рубильниках, автоматических выключателях ВА, А3790. На рубильниках выполняются панели на токи 600 и 1000 А. Управление рубильниками секционных панелей осуществляется центральным рычажным приводом с фасадной стороны панели.

Панели вводно-линейные. На панелях установлена аппаратура ввода, распределения электроэнергии, аппаратура защиты, измерительные приборы.

На вводе установлены рубильники на 600 А с предохранителями или на 1000 А без предохранителей. На отходящих линиях установлены рубильники с предохранителями на токи 100, 250, 400 А.

Панели вводно-секционные. На панелях установлена аппаратура вводов и их секционирования. В качестве вводных аппаратов используются рубильники на 600 А с предохранителями или на 1000 А без предохранителей, в качестве секционного аппарата – рубильник на токи 400 и 600 А.

Панели с аппаратурой АВР предназначены для двухтрансформаторных подстанций, в которых необходимо предусмотреть автоматическое включение

резерва. Устанавливать их рекомендуется между вводной и секционной панелями распределительного устройства.

Панели диспетчерского управления уличным освещением укомплектованы аппаратурой управления и защиты линий уличного освещения. Устанавливать их рекомендуется крайними в ряд распределительного устройства, и подавать на них питание от ближайшей панели.

Т а б л и ц а 1

| Тип панели | Исполнение | Вид фасада | Схема электрическая принципиальная первичных соединений | Обозначение | Наименование элементов схемы | Количество элементов |
|------------|------------|------------|---|-------------|------------------------------|----------------------|
| | | | | | | |

5. Курсовое проектирование

5.1. Методические указания по выполнению курсового проекта

Примерное содержание пояснительной записки

Для предложенного плана цеха разработать следующие вопросы:

Введение

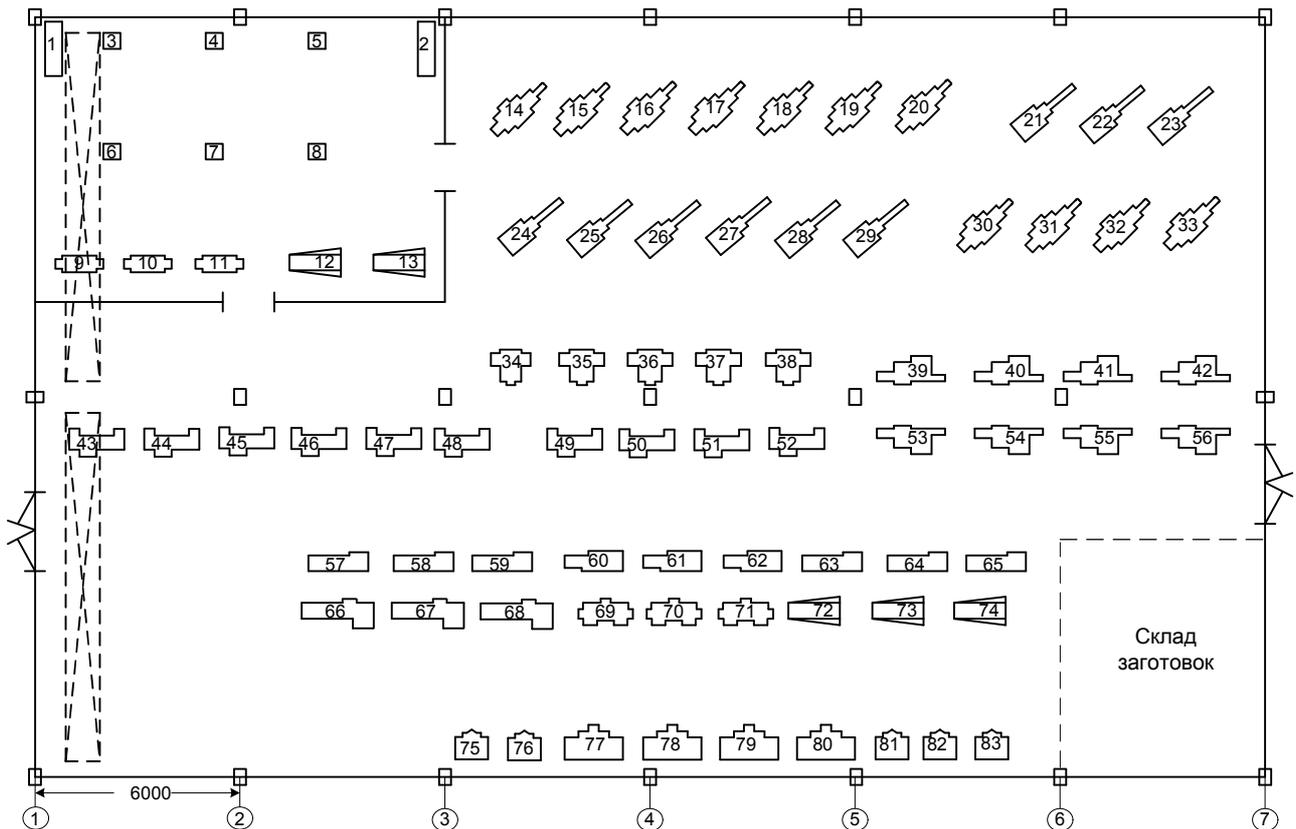
Содержание и основные разделы курсового проекта

1. Краткое описание технологического процесса
2. Расчет электрических нагрузок
 - 2.1. Расчет электрических нагрузок для выбора ЦТ (по I этапу)
 - 2.1.1. Расчет электрических нагрузок, работающих в продолжительном режиме
 - 2.1.2. Расчет электрических нагрузок, работающих в повторно-кратковременном режиме
 - 2.1.3. Расчет однофазных нагрузок
 - 2.1.4. Расчет осветительной нагрузки
3. Определение ЦЭН, построение картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния ЦЭН
4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом КРМ (технико-экономическое сравнение двух вариантов)
5. Выбор двух вариантов распределительной сети 0,4 кВ цеха
6. Расчет электрических нагрузок для выбора распределительной сети (по II этапу)
7. Технико-экономическое сравнение двух вариантов распределительной сети
8. Выбор и расстановка ККУ
9. Расчет токов КЗ
10. Проверка выбранных сечений проводов, кабелей шинопроводов
11. Выбор и проверка защитных аппаратов
12. Согласование уставок защитных аппаратов с выбранными сечениями
13. Построение карты селективности
14. Выбор устройств автоматике
15. Технико-экономические показатели проекта
7. Оформление материалов проекта

Литература

Пример задания на КП по низковольтному электроснабжению цеха

| | | <i>Варианты заданий к рисунку 1</i> | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Наименование электроприемника | № на плане | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 |
| Токарно - револьверный | 14-20,30-33 | 18 | 9 | 20 | 12 | 6 | 12 | 11 | 5 | 9,5 | 12,5 | 16,2 | 14,3 | 15,8 | 15,5 | 21,3 | 22,6 | 18 |
| Токарно-винторезный | 21-29 | 12 | 14 | 17,5 | 18 | 15 | 19 | 16 | 20 | 14,5 | 18 | 19,3 | 15,3 | 16,2 | 19,3 | 18,2 | 15,5 | 16,5 |
| Токарно-винторезный | 43-52 | 16 | 15 | 14 | 20 | 21 | 18 | 21 | 17 | 13,2 | 15,5 | 17,5 | 18,5 | 19,5 | 21,3 | 19,6 | 17,5 | 19,5 |
| Горизонтально - фрезерный | 69-71 | 26 | 24 | 23,5 | 15 | 3 | 6 | 8 | 7,5 | 5,5 | 5,4 | 6,8 | 7,5 | 3,4 | 4,2 | 4,5 | 5,1 | 6 |
| Бесцентрово - шлифовальный | 9,10,11 | 10 | 18 | 19 | 12 | 14 | 7,5 | 6,2 | 10 | 8,5 | 9,5 | 12 | 14,5 | 12,3 | 15,2 | 8,3 | 9,5 | 12 |
| Вентустановка | 1,2 | 16 | 18 | 12 | 15,5 | 11 | 3,5 | 4 | 12 | 3,5 | 7,5 | 4,6 | 12 | 8,6 | 5,2 | 4,2 | 5,3 | 4,5 |
| Токарный с ЧПУ | 63-65,57-59 | 44 | 16 | 47,5 | 32 | 14 | 15,5 | 12 | 13 | 16,5 | 18,5 | 15,4 | 16,2 | 17,3 | 21,2 | 24 | 18,5 | 17,5 |
| Вертикально - фрезерный | 34-38 | 15 | 26 | 17 | 8 | 4,5 | 10 | 8 | 6,5 | 4,5 | 6,8 | 5,2 | 3,7 | 4,6 | 7,3 | 8,2 | 4,7 | 5,2 |
| Нагревательная электропечь | 3,4,5,6,7,8 | 25 | 40 | 30 | 55 | 35 | 20 | 16 | 30 | 45 | 50 | 65 | 40 | 35 | 50 | 60 | 40 | 35 |
| Радиально-сверлильный | 77-80 | 30 | 28 | 42 | 35 | 25 | 42,5 | 36 | 28,5 | 55 | 20 | 45 | 70 | 40 | 55 | 30 | 60 | 75 |
| Вертикально-сверлильный | 60-62 | 18 | 21 | 25,2 | 16 | 18,5 | 24 | 20,2 | 14 | 10 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 20 |
| Плоскошлифовальный | 12,13,72-74 | 17,5 | 15,4 | 26,3 | 12,2 | 9,2 | 8,4 | 9,2 | 7,2 | 3,5 | 3,8 | 4,1 | 3,2 | 5,6 | 6,5 | 7,3 | 5,5 | 6,2 |
| Резьбонакатный | 75-76,81-83 | 16,5 | 14,2 | 23 | 18 | 16 | 27,1 | 19 | 12,3 | 14,5 | 13,5 | 14,5 | 18,5 | 19,3 | 21,2 | 12,5 | 14,3 | 18 |
| Токарно-винторезный | 66-68 | 12 | 10,6 | 12,5 | 11 | 18,4 | 15,2 | 17 | 8,5 | 18,5 | 16,3 | 13,2 | 10,5 | 16,8 | 13,5 | 10,5 | 12,3 | 18,5 |
| Круглошлифовальный | 39-42,53-56 | 22,4 | 23,2 | 23,5 | 4 | 4,3 | 3,8 | 3,2 | 2,8 | 3,7 | 5,1 | 3,7 | 2,8 | 5,6 | 6,6 | 2,5 | 2,8 | 3 |



5.2. Пример выполнения курсового проекта

Описание технологического процесса

Рассчитываемый цех является одним из цехов по механической обработке различных заготовок.

После предварительной обработки на металлорежущих станках поверхности стальных заготовок вторично подвергают термической обработке (закалке и отпуску). Закалка проводится токами высокой частоты на специальных агрегатах, а низкотемпературный отпуск, осуществляемый для снятия напряжений в специальных печах конвейерного типа. Вторичная термическая обработка улучшает механические свойства стали, повышает поверхностную твердость и износостойкость материала. Основными операциями при механической обработке заготовок являются:

- обработка технологических баз (торцов, центровых отверстий и буртиков);
- обработка коренных шеек, щек и галтелей;
- обработка масляных каналов;
- обработка отверстий во фланце и на концах вала;
- отделка поверхностей шеек;
- балансирование валов.

В освещение производственного цеха применяются светильники с лампами ДРЛ.

Потребители относятся ко II и III категории надежности.

По режиму работы на предприятии существует три характерные группы приемников:

1) Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без превышения температуры отдельных частей машины или аппарата выше допустимой. Примерами

приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, и т.п.;

2) Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. К этой группе приемников относятся электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), гидравлических затворов;

3) Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. К этой группе приемников относятся сварочные аппараты и др.

По роду тока все потребители электроэнергии, работающие от сети, можно разделить на три группы: переменного тока нормальной промышленной частоты 50 Гц, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока: приемники переменного тока (основная масса потребителей); приемники постоянного тока: в основном ими являются электросварочные агрегаты постоянного тока; приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц. К данным приемникам относятся установки для нагрева под закалку, ковку, и штамповку металлов, а также для плавки металлов.

Расчёт электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприёмников работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{насп} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприёмников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \quad (2)$$

где n – число электроприёмников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\begin{cases} P_C = P_{НОМ} \cdot k_H, \\ Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg}\varphi. \end{cases} \quad (4)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\begin{cases} \Sigma P_C = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II} , \\ \Sigma Q_C = \sum_1^m P_C \cdot tg\varphi . \end{cases} \quad (5)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \Sigma P_C / \Sigma P_{НОМ} . \quad (6)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} , \quad (7)$$

если окажется, что эффективное число ЭП больше фактического числа ЭП, то принимаем $n_{Э} = n_{ф}$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым, представленным в /1, рис.2.6./ определяется коэффициент расчетной нагрузки K_P .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_P = K_P \cdot \Sigma P_C , \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{Э} \leq 10 \text{ и } K_{II} \geq 0,2 \quad Q_P = 1,1 \cdot Q_C . \quad (9)$$

$$\text{При } n_{Э} < 100 \text{ и } K_{II} < 0,2 \quad Q_P = Q_C . \quad (10)$$

К расчётным силовым нагрузкам $P_{P.C}$ и $Q_{P.C}$ добавляются осветительные нагрузки $P_{P.O}$ и $Q_{P.O}$.

$$P_P = P_{P.C} + P_{P.O} \quad (11)$$

$$Q_P = Q_{P.C} + Q_{P.O} \quad (12)$$

Полная расчётная мощность.

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (13)$$

Разделим все ЭП на характерные группы с одинаковой активной мощностью $P_{ном}$, коэффициентом использования K_u и $tg\varphi$. Дальнейшие расчёты покажем на примере группы, состоящей из токарных станков с ЧПУ и вентустановок.

Номинальная активная мощность станков 28-36:

$$P_{ном} = 14 \cdot 9 = 126 \text{ кВт.}$$

Номинальная реактивная мощность 28-36:

$$Q_{ном} = 126 \cdot 1,02 = 128,52 \text{ квар.}$$

Средняя активная мощность станков 28-36:

$$P_C = 126 \cdot 0,6 = 75,6 \text{ кВт.}$$

Средняя реактивная мощность станков 28-36:

$$Q_C = 75,6 \cdot 1,02 = 77,1 \text{ квар.}$$

Подобные расчёты проведём для каждого типа станка характерной группы ЭП. По найденным суммарным значениям средней активной и реактивной мощности (таблица 1) рассчитаем средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП.

Суммарная установленная активная мощность группы ЭП: $\Sigma P_{ном} = 271$ кВт.

Номинальная мощность наиболее мощного ЭП: $P_{ном.мах} = 20$ кВт.

Суммарная средняя активная мощность группы ЭП: $P_{\Sigma ср04} = 184$ кВт.

Суммарная средняя реактивная мощность группы ЭП: $Q_{\Sigma ср04} = 164,6$ квар.

Средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{исп04} = \frac{\Sigma K_u \cdot P_{ном04}}{\Sigma P_{ном}} = \frac{0,6 \cdot 9 \cdot 14 + 0,8 \cdot 3 \cdot 14 + 0,6 \cdot 2 \cdot 20 + 0,8 \cdot 1 \cdot 18 + 0,8 \cdot 3 \cdot 15}{9 \cdot 14 + 3 \cdot 14 + 2 \cdot 20 + 1 \cdot 18 + 3 \cdot 15} = 0,68$$

Т.к. в группе отношение m номинальной мощности наибольшего ЭП группы $P_{ном.мах}$ к мощности наименьшего приемника $P_{ном.мин}$ меньше 3, тогда можно считать $n_{\Sigma} = n_{\phi} = 18$

Коэффициент расчетной нагрузки для 0,4 кВ находим по кривым /1, рис.2.6/. $K_{p04} = 1,244$

Расчетная активная мощность характерной группы ЭП на 0,4 кВ

$$P_{p04} = K_{p04} \cdot P_{\Sigma cp04} = 1,244 \cdot 184 = 228 \text{ кВт.}$$

Т.к. $n_3 < 100$ и $K_u > 0,2$., то расчетная реактивная мощность данной характерной группы ЭП на 0,4 кВ

$$Q_{p04} = 1 \cdot Q_{\Sigma cp04} = 1 \cdot 164,6 = 164,6 \text{ квар}$$

Подобные расчёты проводятся по всем остальным характерным группам механического цеха, результаты заносятся в таблицу 1.

Расчетная нагрузка механического цеха в сети 0,4 кВ, с учетом осветительной нагрузки, равна

$$P_p = 1491 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 1285 \text{ квар}$$

Расчет остальных характерных групп ЭП производится в программе Zarusk, результаты расчета приведены в таблице 1.

Определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения КТП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляет собой размещение на плане цеха окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (14)$$

где m – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находят координаты условного центра нагрузок (УЦН)

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (15)$$

Алгоритм построения зоны рассеяния ЦЭН приведены в приложении 8, зона рассеяния ЦЭН представлена на рисунке 1.

Таблица 1 – Нагрузки сети 0,4 кВ

| Исходные данные | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|---------------|------------------------------------|-----|---------------------------|---------------------------------|----------------------------|------|----------------------|--------------------------------|----------------------|----|----|---------------|-----|------------------|-------------------|----------------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| по заданию технологов | | | | | | | | | | по справочным данным | | | | | | | | | | | | | | | | |
| характерные категории ЭП | Количество ЭП | номинальная установленная мощность | | коэффициент использования | коэффициент реактивной мощности | Средняя мощность группы ЭП | | Эффективное число ЭП | Коэффициент расчетной нагрузки | Расчетная мощность | | | Расчетный ток | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | n | P _{max} | ΣP _{ном} | K _и | tg φ | P _с | Q _с | n _э | K _р | P _р | Q _р | S _р | I _р |
| | | | | | | | | | | | | | | шт. | кВт | кВт | | | кВт | квар | шт. | | кВт | квар | кВА | А |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | | | | | | | | | | | | |
| 1-6, 59-65 | 13 | 28 | 364 | 0,14 | 1,33 | 51,0 | 67,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12-16 | 5 | 30 | 150 | 0,13 | 2,29 | 19,5 | 44,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17-22 | 6 | 14 | 84 | 0,18 | 1,17 | 15,1 | 17,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 37-40, 85, 86 | 6 | 12 | 72 | 0,18 | 1,17 | 13,0 | 15,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 41-53 | 13 | 23 | 299 | 0,13 | 1,98 | 38,9 | 77,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 54-58, 92-94 | 8 | 16 | 128 | 0,14 | 1,73 | 17,9 | 31,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 66-73 | 8 | 13 | 104 | 0,13 | 1,17 | 13,5 | 15,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 77-84 | 8 | 44 | 352 | 0,14 | 1,33 | 49,3 | 65,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|-----------------|----|----|------|-------|------|------|-------|----|--------|-----|-------|-----|-----|
| 95-100 | 6 | 23 | 138 | 0,14 | 1,33 | 19,3 | 25,8 | | | | | | |
| 106,107 | 2 | 16 | 32 | 0,13 | 1,98 | 4,2 | 8,3 | | | | | | |
| 116-118 | 3 | 15 | 45 | 0,18 | 1,17 | 8,1 | 9,5 | | | | | | |
| 119, 120 | 2 | 17 | 34 | 0,14 | 1,33 | 4,8 | 6,3 | | | | | | |
| 124-128 | 5 | 30 | 150 | 0,13 | 2,29 | 19,5 | 44,7 | | | | | | |
| Итого | 85 | 44 | 1952 | 0,384 | 1,56 | 274 | 430 | 85 | 1,2062 | 330 | 430 | 542 | 782 |
| 7-11, 87-91 | 10 | 18 | 180 | 0,20 | 1,17 | 36,0 | 42,1 | | | | | | |
| 23-27, 114, 115 | 7 | 21 | 147 | 0,25 | 1,02 | 36,8 | 37,5 | | | | | | |
| 74-76 | 3 | 15 | 45 | 0,20 | 1,17 | 9,0 | 10,5 | | | | | | |
| 101,102 | 2 | 30 | 60 | 0,22 | 1,17 | 13,2 | 15,4 | | | | | | |
| 103-105 | 3 | 26 | 78 | 0,20 | 1,17 | 15,6 | 18,2 | | | | | | |
| 112, 113 | 2 | 24 | 48 | 0,20 | 1,17 | 9,6 | 11,2 | | | | | | |
| 121-123 | 3 | 18 | 54 | 0,20 | 1,17 | 10,8 | 12,6 | | | | | | |
| Итого | 30 | 30 | 612 | 0,214 | 1,15 | 131 | 147,6 | 30 | 1,5249 | 200 | 148 | 248 | 358 |
| 143-146 | 4 | 48 | 192 | 0,25 | 1,33 | 48 | 64,0 | | | | | | |
| 147-151 | 5 | 28 | 140 | 0,23 | 1,33 | 32,2 | 42,9 | | | | | | |
| 152-155 | 4 | 24 | 96 | 0,40 | 1,02 | 38,4 | 39,2 | | | | | | |
| 156-158 | 3 | 36 | 108 | 0,30 | 2,29 | 32,4 | 74,2 | | | | | | |
| 159-161 | 3 | 16 | 48 | 0,35 | 1,73 | 16,8 | 29,1 | | | | | | |
| Итого | 19 | 48 | 584 | 0,287 | 1,54 | 168 | 249,4 | 19 | 1,542 | 259 | 249 | 359 | 519 |
| 28-36 | 9 | 14 | 126 | 0,60 | 1,02 | 75,6 | 77,1 | | | | | | |
| 108, 109, 129 | 3 | 14 | 42 | 0,80 | 0,75 | 33,6 | 25,2 | | | | | | |
| 110, 111 | 2 | 20 | 40 | 0,60 | 1,02 | 24,0 | 24,5 | | | | | | |
| 142 | 1 | 18 | 18 | 0,80 | 0,75 | 14,4 | 10,8 | | | | | | |
| 162-164 | 3 | 15 | 45 | 0,80 | 0,75 | 36,0 | 27,0 | | | | | | |
| Итого | 18 | 20 | 271 | 0,677 | 0,86 | 184 | 164,6 | 18 | 1,2439 | 228 | 164,6 | 282 | 406 |

продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|------------------------|-----|----|------|-------|------|------|-------|-----|--------|-------|-------|------|------|
| 130, 131 | 2 | 15 | 30 | 0,70 | 0,48 | 21,0 | 10,2 | | | | | | |
| 132-134 | 3 | 20 | 60 | 0,50 | 0,62 | 30,0 | 18,6 | | | | | | |
| 135, 136 | 2 | 50 | 100 | 0,60 | 0,75 | 60,0 | 45,0 | | | | | | |
| 137 | 1 | 41 | 41 | 0,50 | 0,62 | 20,5 | 12,7 | | | | | | |
| 138-141 | 4 | 32 | 128 | 0,75 | 0,33 | 96,0 | 31,6 | | | | | | |
| Итого | 12 | 50 | 359 | 0,634 | 0,56 | 228 | 118,0 | 12 | 1,3292 | 302 | 118 | 325 | 469 |
| Итого по цеху | 164 | 50 | 3778 | 0,38 | 1,13 | 984 | 1109 | 152 | 1,1555 | 1320 | 1109 | 1724 | 2488 |
| Осветительная нагрузка | | | 119 | 0,9 | 1,33 | 107 | 142,8 | | | 107,1 | 142,8 | 179 | 258 |
| Итого нагрузка в целом | 164 | 50 | 3778 | 0,38 | 1,13 | 1091 | 1252 | 152 | 1,1555 | 1261 | 1252 | 1777 | 2565 |

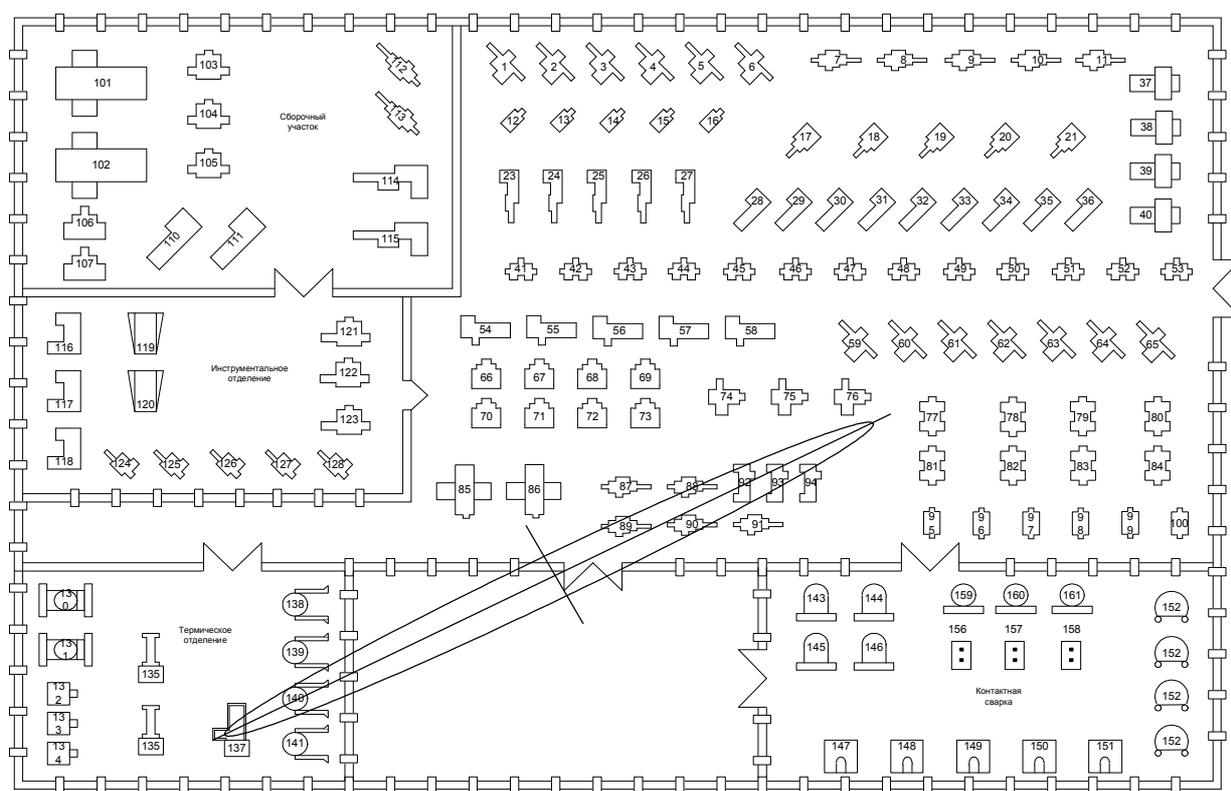


Рисунок 1. Зона рассеяния центров электрических нагрузок.

Определение мощности трансформаторов КТП

Мощность трансформаторов выбирают по средней активной мощности за наиболее загруженную смену по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_p}{K_3 \cdot N_m} \quad (16)$$

где

P_p – расчетная активная мощность, кВт;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (при нагрузках II и III категории и наличии централизованного резерва трансформаторов равен 0,9);

При одном трансформаторе на КТП (вариант 1)

$$S_{ном.т} \geq \frac{1261}{0,9 \cdot 1} = 1400 \text{ кВА.}$$

При двух трансформаторах на КТП (вариант 2)

$$S_{ном.т} \geq \frac{1261}{0,7 \cdot 2} = 900 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке:

Вариант 1 – трансформатор ТМ-1600/10;

Вариант 2 – трансформаторы ТМ-1000/10.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле:

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(N_m \cdot K_z \cdot S_{\text{ном.м}})^2 - P_p^2}, \quad (17)$$

Для варианта 1

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1600)^2 - 1261^2} = 696 \text{ квар.}$$

Для варианта 2

$$Q_{\max.m} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1261^2} = 1285 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ составит:

Для варианта 1

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{ср}} - Q_{\max.m} = 1252 - 696 = 556 \text{ квар}, \quad (18)$$

Q_p – реактивная мощность, квар.

Для варианта 2

$$Q_{\text{нк1}} = 1252 - 1285 = -33 \text{ квар.}$$

Если $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов не требуется.

Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Дополнительная мощность $Q_{\text{нк2}}$ НБК для группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.м}} \quad (19)$$

где

γ – расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров K_{p1} и K_{p2} и который при отсутствии достоверных данных можно принять равным 0,3 по [3, с. 107].

Для варианта 1

$$Q_{HK2} = 1252 - 556 - 0,3 \cdot 1 \cdot 1600 = 216 \text{ квар.}$$

Для варианта 2

$$Q_{HK2} = 1252 - 0 - 0,3 \cdot 2 \cdot 1000 = 652 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность НБК цеха составит:

Для варианта 1

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2} = 556 + 216 = 772 \text{ квар.} \quad (20)$$

Для варианта 2

$$Q_{HK} = 0 + 652 = 612 \text{ квар.}$$

Для варианта 1: устанавливаем одну НБК типа УКЛ (П) Н-0,38-600-150УЗ,
и одну НБК типа УКЛ(П) Н-0,38-200-150УЗ.

Для варианта 2: устанавливаем две НБК типа ККУ (П) Н-0,38-400-150УЗ.

Общая скомпенсированная мощность цеха для варианта 1

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{НБК} \cdot n_{НБК} = 600 \cdot 1 + 200 \cdot 1 = 800 \text{ квар,}$$

для варианта 2: $Q_{HK\Sigma} = Q_{НБК} \cdot n_{НБК} = 400 \cdot 2 = 800 \text{ квар.}$

Нескомпенсированная реактивная мощность для варианта 1

$$Q_{неск.04} = Q_p - Q_{HK\Sigma} = 1252 - 800 = 452 \text{ квар,} \quad (21)$$

для варианта 2: $Q_{неск.04} = 1252 - 800 = 452 \text{ квар.}$

Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + A_{\Sigma} \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ТР} + \Delta W_{НБК}) \cdot 10^{-3}, \quad (22)$$

где

$E_H = 0,12$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$K_{КТП}$ и $K_{НБК}$ - стоимость КТП и НБК соответственно;

$C_0 = 0,035$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A_{Σ} - суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание;

ΔW_{TP} и $\Delta W_{НБК}$ - потери электроэнергии в трансформаторе и НБК.

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = N_T \cdot (\Delta P_X \cdot T_T + K_{3\phi}^2 \cdot K_{\phi}^2 \cdot \Delta P_K \cdot T_P), \quad (23)$$

где

$K_{3\phi}$ - фактический коэффициент загрузки трансформатора;

K_{ϕ} - коэффициент формы, $K_{\phi} = 1,1$;

T_P - время работы цеха, ч/год; при двухсменной работе $T_P = 4608$ ч/год;

T_T - время работы трансформатора, ч/год

$$\Delta W_{НБК} = \Delta W_{удНБК} \cdot Q_{БК} \cdot T_P, \quad (24)$$

где $\Delta W_{удНБК}$ - удельные потери в НБК, равны 0,0045 кВт/квар;

$Q_{БК}$ - мощность НБК, квар.

Стоимость КТП с трансформатором ТМ-1600/10: $K_{КТП} = 31,07$ тыс.руб.;

$K_{НБК} = 8,92$ тыс.руб.; $A_{\Sigma} = 0,094$

$$\Delta W_{TP} = 1 \cdot (4,5 \cdot 8760 + 0,75^2 \cdot 1,1^2 \cdot 16,5 \cdot 4608) = 91169 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{НБК} = 0,0045 \cdot 800 \cdot 4608 = 16588 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$Z = 0,12 \cdot (31,07 + 8,92) + 0,094 \cdot (31,07 + 8,92) + 0,035 \cdot (91169 + 16588) \cdot 10^{-3} = 12,62 \text{ тыс.руб.}$$

Для варианта 2:

$K_{КТП} = 28,75$ тыс.руб.; $K_{НБК} = 3,87$ тыс.руб.; $A_{\Sigma} = 0,094$

$$\Delta W_{TP} = 2 \cdot (3,3 \cdot 8760 + 0,73^2 \cdot 1,1^2 \cdot 11,6 \cdot 4608) = 126750 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{НБК} = 0,0045 \cdot 800 \cdot 4608 = 16558 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$Z = 0,12 \cdot (28,75 + 3,87) + 0,094 \cdot (28,75 + 3,87) + 0,035 \cdot (126750 + 16558) \cdot 10^{-3} = 11,74 \text{ тыс.руб.}$$

Так как приведенные затраты для варианта 1 больше, чем для варианта 2, то принимаем к установке КТП 2 x 1000/10

Расчет электрической сети 0,4 кВ

.Определение схемы цеховой электрической сети

Рассматриваются два варианта электроснабжения цеха (рисунок 2.1, рисунок 2.2 - Приложения 2).

Расчет нагрузок СП и шинопроводов произведен методом коэффициента расчетной нагрузки в программе *Zapusk*, результаты расчета приведены в приложении 3 таблицах 1 и 2.

Выбор сечений проводов и жил кабелей

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети выбирают по нагреву длительным расчетным током:

$$I_p \leq K_{сн} I_{дон}, \quad (25)$$

где

$K_{сн}$ - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

$K_{сн} = 1$ т.к. провода и кабели прокладываются в трубах.

Выбор сечений проводников для питания электроприемников, присоединяемых к распределительному шинопроводу (или СП), определяется по фактически потребляемой мощности ЭП. Номинальный ток нагрузки $I_{ном}$ находится по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном} \cdot k_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta}, \quad (26)$$

где

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \phi$ – номинальный коэффициент мощности нагрузки;

η – номинальный КПД;

k_3 – коэффициент загрузки, равный:

$$K_3 = \frac{K_u}{K_e}, \quad (27)$$

где

K_u – коэффициент использования ЭП;

K_e – коэффициент включения ЭП.

Для станка № 7:

$$K_3 = \frac{0,2}{1} = 0,2.$$

$$I_{ном} = \frac{18 \cdot 0,2}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,65 \cdot 0,85} = 10 \text{ А.}$$

Для установки принимается провод АПВ (3 х 4) мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп} \cdot K_{сн} = 47 \text{ А} > I_{ном} = 43 \text{ А}$.

Однако, если выбранное сечение для алюминиевого провода менее 10 мм² включительно, тогда токовые нагрузки по нагреву принимают как для установок с длительным режимом работы.

Для станка № 7:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,65 \cdot 0,85} = 49 \text{ А.}$$

Для установки принимается провод АПВ (3 х 16) мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп} = 60 \text{ А} > I_{ном} = 49 \text{ А}$.

Если полученное сечение ЭП более 25 мм² к установке принимаем кабель марки АВВГ.

Аналогично сечения для остальных ЭП, результаты сведены в таблицу 3. По условию механической прочности выбранное сечение должно быть больше наименьшего $F_{min} = 4 \text{ мм}^2$.

Выбор сечения кабелей к СП и шинопроводам производится аналогично по формуле (26), результаты сведены в таблицу 4, 5.

Для кабеля между ШМА1 – ШРА1 (вариант 2) расчетный ток (расчетный ток ШРА1) равен (табл.1 приложения 5) $I_p = 269 \text{ А}$.

Таблица 2 – Сечения и марки проводов ЭП (вариант 1 и вариант2)

| ЭП | Номинальная мощность | $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ | Ки/Кв | Марка кабеля / провода | Сечение кабеля/провода | Допустимый длительный ток (табл) | Поправка на условия прокладки | Допустимый длительный ток кабеля/провода | Длительный ток ЭП |
|-----------------|----------------------|-----------------------------|-------|------------------------|------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--|-------------------|
| | $P_{\text{НОМ}}$ | | | | мм ² | $I_{\text{д.кл}}$ | | $I_{\text{д}}$ | $I_{\text{НОМ}}$ |
| | кВт | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1-6, 59-65 | 28 | 0,6 | 0,14 | АВВГ | 35 | 95 | 1 | 95 | 83 |
| 7-11, 87-91 | 18 | 0,65 | 0,20 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 49 |
| 12-16 | 30 | 0,4 | 0,13 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 134 |
| 17-22 | 14 | 0,65 | 0,18 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 38 |
| 23-27, 114, 115 | 21 | 0,7 | 0,25 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 54 |
| 28-36 | 14 | 0,7 | 0,60 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 36 |
| 37-40, 85, 86 | 12 | 0,65 | 0,18 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 33 |
| 41-53 | 23 | 0,45 | 0,13 | АВВГ | 35 | 95 | 1 | 95 | 91 |
| 54-58, 92-94 | 16 | 0,5 | 0,14 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 57 |
| 66-73 | 13 | 0,65 | 0,13 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 36 |
| 74-76 | 15 | 0,65 | 0,20 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 41 |
| 77-84 | 44 | 0,6 | 0,14 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 131 |
| 95-100 | 23 | 0,6 | 0,14 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 69 |
| 101,102 | 30 | 0,65 | 0,22 | АВВГ | 35 | 95 | 1 | 95 | 82 |
| 103-105 | 26 | 0,65 | 0,20 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 71 |
| 106,107 | 16 | 0,45 | 0,13 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 64 |
| 108, 109, 129 | 14 | 0,8 | 0,80 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 31 |
| 110, 111 | 20 | 0,7 | 0,60 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 51 |
| 112, 113 | 24 | 0,65 | 0,20 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 66 |
| 116-118 | 15 | 0,65 | 0,18 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 41 |
| 119, 120 | 17 | 0,6 | 0,14 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 51 |
| 121-123 | 18 | 0,65 | 0,20 | АПВ | 16 | 60 | 1 | 60 | 49 |
| 124-128 | 30 | 0,4 | 0,13 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 134 |
| 130, 131 | 15 | 0,9 | 0,70 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 30 |
| 132-134 | 20 | 0,85 | 0,50 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 42 |
| 135, 136 | 50 | 0,8 | 0,60 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 67 |
| 137 | 41 | 0,85 | 0,50 | АВВГ | 35 | 95 | 1 | 95 | 86 |

продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------|-----|------|------|------|-----|-----|---|-----|-----|
| 138-141 | 32 | 0,95 | 0,75 | АПВ | 25 | 80 | 1 | 80 | 60 |
| 142 | 18 | 0,8 | 0,80 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 40 |
| 143-146 | 120 | 0,6 | 0,63 | АВВГ | 150 | 255 | 1 | 255 | 223 |
| 147-151 | 70 | 0,6 | 0,58 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 120 |
| 152-155 | 60 | 0,7 | 1,00 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 153 |
| 156-158 | 90 | 0,4 | 0,75 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 330 | 302 |
| 159-161 | 40 | 0,5 | 0,88 | АВВГ | 70 | 165 | 1 | 165 | 125 |
| 162-164 | 15 | 0,8 | 0,80 | АПВ | 10 | 47 | 1 | 47 | 34 |

Для установки принимается кабель АВВГ 2(3х70) с длительно-допустимым током $I_{дон} = 155$ А. С учетом условий прокладки (средняя температура окружающей среды $t_{окр,ср} = 25$ °С) допустимый ток кабеля

$$I_{дон} \cdot K_{сн} = 2 \cdot 155 \cdot 1 \text{ А} = 310 \text{ А} > I_p = 269 \text{ А}$$

Шинопроводы выбираются по расчетному току из условия:

$$I_p \leq I_{ном} \quad (28)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток шинопровода, А.

Так для шинопровода ШРА1 (вариант 2) $I_p = 292$ А. Выбираем для установки комплектный шинопровод типа ШРА73У3 с $I_{ном} = 400$ А.

Таблица 3 – Шинопроводы

| Шинопровод | Количество шин | Тип шинопровода | Сечение шинопровода | Допустимый длительный ток (табл) | Поправка на условия прокладки | Допустимый длительный ток шинопровода | Расчётный ток | Удовлетворяет ли шинопровод условиям нагрева в нормальном режиме | |
|------------|----------------|-----------------|---------------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|---------------|--|-------|
| | | | мм ² | $I_{д.кл}$ | | I_d | | | I_p |
| | | | | А | | А | | | А |
| вариант 1 | | | | | | | | | |
| ШРА1 | 1 | ШРА73У3 | 3550 | 630 | 1 | 630 | 470 | Да | |
| ШРА2 | 1 | ШРА73У3 | 3550 | 630 | 1 | 630 | 517 | Да | |
| ШМА1 | 1 | ШМА68-НУ3 | 13098 | 4000 | 1 | 4000 | 2834 | Да | |
| вариант 2 | | | | | | | | | |
| ШРА1 | 1 | ШРА73У3 | 2698 | 630 | 1 | 400 | 292 | Да | |
| ШРА2 | 1 | ШРА73У3 | 3550 | 631 | 1 | 630 | 482 | Да | |
| ШМА1 | 1 | ШМА73У3 | 4800 | 1600 | 1 | 1600 | 1402 | Да | |
| ШМА2 | 1 | ШМА73У3 | 4800 | 1600 | 1 | 1600 | 1428 | Да | |

Таблица 4 – Питающие кабели (вариант 1)

| Маршрут | Количество кабелей на фидер | Марка кабеля | Сечение кабеля | Допустимый длительный ток (табл) | Допустимый длительный ток кабеля | Наибольший ток линии в нормальном режиме |
|-------------|-----------------------------|--------------|-----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|
| | | | | $I_{\text{доп.табл}}$ | $I_{\text{доп}}$ | $I_{\text{нб}}$ |
| | | | мм ² | А | А | А |
| КТП - ШМА1 | 8 | АВВГ | 150 | 340 | 3189 | 2127 |
| ШМА1 - ШРА1 | 3 | АВВГ | 95 | 210 | 739 | 470 |
| ШМА1 - ШРА2 | 2 | АВВГ | 150 | 340 | 797 | 517 |
| ШРА1 - СП1 | 1 | АВВГ | 70 | 165 | 193 | 117 |
| ШРА1 - СП2 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 127 |
| ШРА1 - СП3 | 1 | АВВГ | 50 | 130 | 152 | 92 |
| ШМА1 - СП4 | 1 | АВВГ | 70 | 165 | 193 | 103 |
| ШМА1 - СП5 | 1 | АВВГ | 120 | 220 | 258 | 178 |
| ШМА1 - СП6 | 2 | АВВГ | 95 | 200 | 469 | 295 |
| ШМА1 - СП7 | 2 | АВВГ | 70 | 165 | 387 | 231 |
| ШМА1 - СП8 | 2 | АВВГ | 95 | 200 | 469 | 292 |
| ШМА1 - СП9 | 2 | АВВГ | 120 | 220 | 516 | 334 |
| ШМА1 - СП10 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 159 |
| ШМА1 - СП11 | 2 | АВВГ | 120 | 220 | 516 | 363 |
| ШМА1 - СП12 | 1 | АВВГ | 70 | 165 | 193 | 112 |
| ШМА1 - СП13 | 1 | АВВГ | 50 | 130 | 152 | 80 |
| ШМА1 - СП14 | 1 | АВВГ | 50 | 130 | 152 | 86 |
| ШМА1 - СП15 | 1 | АВВГ | 25 | 80 | 94 | 59 |
| ШМА1 - СП16 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 152 |
| ШМА1 - СП17 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 152 |

Таблица 5 – Питающие кабели (вариант 2)

| Маршрут | Количество кабелей на фидер | Марка кабеля | Сечение кабеля | Допустимый длительный ток (табл) | Допустимый длительный ток кабеля | Наибольший ток линии в нормальном режиме |
|-------------|-----------------------------|--------------|-----------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| | | | | $I_{\text{доп.табл}}$ | $I_{\text{доп}}$ | $I_{\text{нб}}$ |
| | | | мм ² | А | А | А |
| КТП - ШМА1 | 5 | АВВГ | 150 | 340 | 1993 | 1402 |
| КТП - ШМА2 | 5 | АВВГ | 150 | 340 | 1993 | 1428 |
| ШМА1 - ШРА1 | 2 | АВВГ | 70 | 210 | 492 | 292 |
| ШМА1 - ШРА2 | 2 | АВВГ | 120 | 295 | 692 | 482 |
| ШМА1 - СП1 | 1 | АВВГ | 70 | 165 | 193 | 117 |
| ШМА1 - СП2 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 127 |
| ШМА1 - СП3 | 1 | АВВГ | 50 | 130 | 152 | 92 |
| ШМА1 - СП4 | 1 | АВВГ | 70 | 165 | 193 | 103 |
| ШМА1 - СП5 | 1 | АВВГ | 120 | 220 | 258 | 178 |
| ШМА1 - СП6 | 2 | АВВГ | 95 | 200 | 469 | 295 |
| ШМА1 - СП12 | 1 | АВВГ | 25 | 80 | 94 | 53 |
| ШМА2 - СП7 | 2 | АВВГ | 70 | 165 | 387 | 231 |
| ШМА2 - СП8 | 2 | АВВГ | 95 | 200 | 469 | 292 |
| ШМА2 - СП9 | 2 | АВВГ | 120 | 220 | 516 | 334 |
| ШМА2 - СП10 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 159 |
| ШМА2 - СП11 | 2 | АВВГ | 120 | 220 | 516 | 363 |
| ШМА2 - СП13 | 1 | АВВГ | 50 | 130 | 152 | 86 |
| ШМА2 - СП14 | 1 | АВВГ | 25 | 80 | 94 | 59 |
| ШМА2 - СП15 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 152 |
| ШМА2 - СП16 | 1 | АВВГ | 95 | 200 | 235 | 152 |

Проверка сечения проводников по допустимой потере напряжения

Выбранные по длительно допустимому току и согласованные с током защиты аппаратов сечения проводников внутрицеховых сетей должны быть проверены на потерю напряжения. При эксплуатации электрических сетей, зная уровень напряжения на выводах у наиболее удалённого ЭП и рассчитав потерю напряжения, можно определить напряжение на вторичной стороне питающего трансформатора и выбрать устройства для регулирования напряжения на питающем конце линии. Для нормальной работы ЭП напряжение на его выводах должно быть по возможности ближе к номинальному значению.

Номинальное напряжение на вторичной обмотке трансформатора согласно ГОСТ принято на +5 % выше номинального напряжения сети. Допустимое нормальное отклонение напряжения у наиболее удалённого ЭП должно быть не ниже –5%. Таким образом общее снижение напряжения в сети от источника питания до наиболее удалённого ЭП равно 10 % номинального значения.

Для сети трёхфазного переменного тока с несколькими распределёнными нагрузками потеря напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} \sum_1^n P \cdot L \cdot (r_0 + x_0 \cdot tg\varphi), \quad (29)$$

где P – расчётная или номинальная (для одиночного ЭП) мощность нагрузки, кВт;

L – расстояние до нагрузки, км;

r_0, x_0 – активное и реактивное удельное сопротивление материала проводника, Ом/км;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Найдём наибольшую потерю напряжения в распределительной сети и результаты сведём в таблицы 1 - 4 приложения 4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет трехфазных токов КЗ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи. При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВА, учитывать их сопротивление следующим образом: 0,015 Ом – для распределительных устройств на станциях и подстанциях; 0,02 Ом – для первичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей; 0,025 Ом – для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП; 0,03 Ом – для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных РП.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (30)$$

где

U_c - напряжение системы, в данном случае равно 10500 В;

$U_{Б.СТ}$ - напряжение базисной ступени, в данном случае равно 400 В;

$I_{Kc}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 5000 А.

$$x_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5000} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,76 \text{ мОм.}$$

Сопровитления цехового трансформатора определяются по формулам:

$$r_{цт} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (31)$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{U_{K,\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6, \quad (32)$$

Для трансформатора ТМ-1600/10: $\Delta P_X = 4,5$ кВт, $\Delta P_K = 16,5$ кВт и $U_{K,\%} = 5,5$ %.

$$r_{цт} = \frac{16,5}{1600} \cdot \frac{0,4^2}{1600} = 1,03 \text{ мОм},$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{16,5}{1600}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1600} \cdot 10^6 = 5,4 \text{ мОм}.$$

Сопровитления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{aligned} r &= r_0 \cdot l \\ x &= x_0 \cdot l \end{aligned} \quad (33)$$

где

r_0 и x_0 - удельные сопровитления линий, мОм/м;

l - длина линии, м.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (34)$$

Рассчитаем для точки короткого замыкания на ШМА1 (см. рис. 2, 3) ток трехфазного КЗ (металлическое КЗ).

$$x_{\Sigma} = x_C + x_T + x_{QF1} + x_{QF2} + x_{кл} = 1,76 + 5,4 + 0,07 + 0,07 + 0,038 = 7,27 \text{ мОм},$$

С учетом переходного сопровитления контактов: $r_{перех} = 15$ мОм;

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{QF1} + r_{QF2} + r_{кл} + r_{перех} = 1,03 + 0,13 + 0,13 + 0,131 + 15 = 16,29 \text{ мОм},$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = \sqrt{16,29^2 + 7,27^2} = 17,8 \text{ мОм},$$

$$I_{ПК0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,8} = 12,9 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек. Результаты сведены в таблицы 1 - 4 приложения 4. Токи короткого замыкания на шинопроводах представлены в таблице 6.

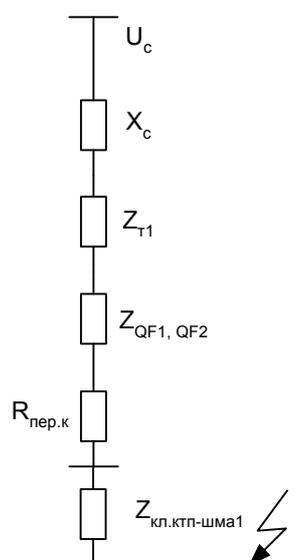


Рисунок 2. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ШМА1

Таблица 6 – Токи короткого замыкания на шинопроводах

| Шинопровод / СП | Точка короткого замыкания | Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ | | | Однофазный ток КЗ | Шинопровод / СП | Точка короткого замыкания | Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ | | |
|-----------------|---------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|
| | | Ударный ток при трехфазном КЗ | Ударный ток при трехфазном КЗ | Ударный ток при трехфазном КЗ | | | | Ударный ток при трехфазном КЗ | Ударный ток при трехфазном КЗ | Ударный ток при трехфазном КЗ |
| | | кА | кА | кА | | | кА | кА | кА | |
| вариант 1 | | | | | вариант 2 | | | | | |
| ШМА1 | К1 | 12,945 | 18,52 | 3,67 | ШМА1 | К1 | 11,358 | 16,56 | 3,15 | |
| ШРА1 | К2 | 9,9146 | 14,07 | 3,38 | ШМА2 | К2 | 11,429 | 16,67 | 3,16 | |
| ШРА2 | К3 | 5,4187 | 7,66 | 2,79 | ШРА1 | К3 | 8,7591 | 12,57 | 2,64 | |
| СП1 | К4 | 5,726 | 8,12 | 1,64 | ШРА2 | К4 | 8,9629 | 12,86 | 2,82 | |
| СП2 | К5 | 5,3383 | 7,56 | 1,24 | СП1 | К5 | 6,8513 | 9,75 | 1,69 | |
| СП3 | К6 | 5,1862 | 7,34 | 1,16 | СП2 | К6 | 6,0616 | 8,60 | 1,26 | |
| СП4 | К7 | 8,651 | 12,26 | 2,45 | СП3 | К7 | 5,8688 | 8,33 | 1,19 | |
| СП5 | К8 | 7,498 | 10,62 | 1,77 | СП4 | К8 | 8,1858 | 11,69 | 2,36 | |
| СП6 | К9 | 8,9254 | 12,67 | 2,63 | СП5 | К9 | 7,02 | 10,00 | 1,68 | |
| СП7 | К10 | 9,6042 | 13,64 | 3,25 | СП6 | К10 | 8,2238 | 11,77 | 2,39 | |
| СП8 | К11 | 9,6125 | 13,66 | 3,29 | СП12 | К11 | 6,3195 | 8,96 | 1,34 | |
| СП9 | К12 | 8,8618 | 12,58 | 2,77 | СП7 | К12 | 8,6662 | 12,43 | 2,84 | |
| СП10 | К13 | 8,2735 | 11,73 | 2,27 | СП8 | К13 | 7,4913 | 10,68 | 2,06 | |
| СП11 | К14 | 8,588 | 12,18 | 2,51 | СП9 | К14 | 6,3841 | 9,07 | 1,48 | |
| СП12 | К15 | 4,1047 | 5,81 | 1,59 | СП10 | К15 | 5,1534 | 7,30 | 0,93 | |
| СП13 | К16 | 3,7576 | 5,32 | 1,33 | СП11 | К16 | 5,735 | 8,13 | 1,15 | |
| СП14 | К17 | 7,8398 | 11,10 | 1,98 | СП13 | К17 | 7,2885 | 10,38 | 1,86 | |
| СП15 | К18 | 6,271 | 8,87 | 1,24 | СП14 | К18 | 5,6333 | 7,98 | 1,1 | |
| СП16 | К19 | 8,95 | 12,70 | 2,78 | СП15 | К19 | 8,086 | 11,57 | 2,5 | |
| СП17 | К20 | 8,9028 | 12,64 | 2,78 | СП16 | К20 | 8,0024 | 11,46 | 2,49 | |

Расчет однофазных токов КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (35)$$

где

$r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$, $r_{0\Sigma}$ - суммарные активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - суммарные реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Y/Δ -11 активные и реактивные сопротивления нулевой последовательности определяются по таблице /2, табл. 2.50/. Для остальных элементов при отсутствии заводских данных можно принимать: для шинопроводов $r_{0ш} = 10 \cdot r_{1ш}$, $x_{0ш} = 10 \cdot x_{1ш}$; для трехжильных кабелей $r_{0к} = 10 \cdot r_{1к}$, $x_{0к} = 4 \cdot x_{1к}$, /2, с. 141/.

Результаты расчетов сведены в таблицы 1 - 4 приложения 4.

ПРОВЕРКА ШИНОПРОВОДОВ НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ ТОКАМ КЗ

Для выбора и проверки шинопроводов по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током и определяют по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}, \quad (36)$$

где

$I_{п0}$ - значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент;

$K_{уд}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a апериодической составляющей тока КЗ, величина справочная.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условию:

$$i_{уд} < i_{уд.доп}, \quad (37)$$

где

$i_{уд.доп}$ - допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинпровода (справочная величина).

Выполним проверку выбранного ШМА (для варианта 1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,9 \cdot 1,0008 = 18,52 \text{ кА.}$$

$$18,52 \text{ кА} < 70,000 \text{ кА}$$

Выбранный магистральный шинпровод проходит по данному условию.

Аналогично проверяются остальные шинпроводы. Результаты сведены в таблицу 6.

ВЫБОР ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ

Выбор предохранителей

Наибольшее распространение в сетях напряжением до 1 кВ получили предохранители типа НПН (насыпной неразборный) и типа ПН2 (насыпной разборный).

Различают плавкие предохранители инерционные (типа ИП), способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безинерционные (типов НПН, ПН2) с ограниченной способностью к перегрузкам. В дальнейших расчетах принимаем безинерционные предохранители, т.к. защита от перегрузки не требуется.

Плавковую вставку для безинерционных предохранителей выбирают по следующим выражениям:

$$\begin{cases} I_{НОМ.ВСТ} \geq I_{Р.МАХ} ; \\ I_{НОМ.ВСТ} \geq (i_{П} / K_{ПЕР}), \end{cases} \quad (38)$$

где

$I_{Р.МАХ}$ - максимальный рабочий ток сети;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток двигателя;

i_{II} - пусковой ток одного двигателя, равный $i_{II} = I_{НОМ} \cdot K_{ПУСК}$ (для группы двигателей вместо пускового тока принимают пиковый ток);

$K_{ПУСК}$ - кратность пускового тока;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки (принимается 2,5 – для легких условий пуска).

В качестве примера выберем предохранители для ЭП № 1:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq 83 \text{ А}; \quad i_{II} = 5 \cdot 83 = 417 \text{ А}; \quad (i_{II} / K_{ПЕР}) = 417 / 2,5 = 167 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПН2-250, с током плавкой вставки $I_{НОМ.ВСТ} = 200 \text{ А}$.

Аналогично выбираются предохранители для остальных ЭП и результаты сведены в таблицу 1 приложения 7.

Выбор автоматических выключателей

Автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{НОМ.РАС} \geq (1,1 \div 1,3) I_{P,МАХ} \quad (39)$$

При допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию:

$$I_{НОМ.РАС} \geq (1,25 \div 1,35) i_{II}, \quad (40)$$

где i_{II} определяется так же, как и при выборе предохранителей.

Также осуществляется проверка на соответствие тока уставки расцепителя кратности однофазного тока КЗ /3, с. 291/:

$$I_R^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{НОМ.РАС}, \quad (41)$$

Выберем автоматический выключатель, защищающий ШМА-1 (вариант № 1):

$$I_{P,МАХ} = 2854 \text{ А} - \text{ по данным таблицы 4.}$$

Выбираем автоматический выключатель марки Э25, с номинальным током 3000 А и уставкой тока срабатывания расцепителя 3750 А.

$$3750 \geq 1,3 \cdot 2854 = 3711 \text{ А}$$

$$3800 \geq 1,25 \cdot 3000 = 3750 \text{ А.}$$

Т.о. выбранный выключатель выбран верно, т.к. удовлетворяет всем условиям. Аналогично выберем остальные выключатели и результаты сведены в табл. 7,8. Для обеспечения избирательного действия последовательно установленных автоматических выключателей их защитные характеристики на карте селективности не должны пересекаться, причем уставки тока расцепителей замедленного и мгновенного действия у выключателя, расположенного ближе к источнику питания, должны быть больше в 1,5 раза, чем у более удаленного выключателя.

При совместной работе автоматических выключателей, принадлежащих к одной серии, избирательность их действия в результате погрешностей в работе и одинаковых защитных характеристик не обеспечивается. В этом случае применяют выключатели с избирательными выключателями.

Таблица 7 – Выключатели (вариант 1)

| Место установки | Тип выключателя | Параметр | Номинальный ток расцепителя | Номинальная уставка в зоне перегрузки | Уставка мгновенного срабатывания | Ударный ток, кА |
|-----------------|-----------------|-------------|-----------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| QF1 | Э25 | Расчетный | 2854 | 3711 | 12945 | 19 |
| | | Номинальный | 3000 | 3750 | 9000 | 45,0 |
| QF2 | Э25 | Расчетный | 2854 | 3711 | 12945 | 19 |
| | | Номинальный | 3000 | 3750 | 2000 | 45,0 |
| QF3 | АВМ-10 | Расчетный | 624 | 811 | 12945 | 19 |
| | | Номинальный | 750 | 938 | 2000 | 45,0 |
| QF4 | А3730Б | Расчетный | 178 | 231 | 7498 | 11 |
| | | Номинальный | 200 | 250 | 600 | 50,0 |
| QF5 | А3740Б | Расчетный | 295 | 383 | 8925 | 13 |
| | | Номинальный | 320 | 400 | 960 | 50,0 |
| QF6 | А3710Б | Расчетный | 103 | 133 | 8651 | 12 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |

продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|--------|-------------|-----|-----|------|------|
| QF7 | А3740Б | Расчетный | 478 | 621 | 9915 | 14 |
| | | Номинальный | 630 | 788 | 1890 | 50,0 |
| QF8 | А3740Б | Расчетный | 231 | 300 | 9604 | 14 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF9 | А3740Б | Расчетный | 334 | 434 | 8862 | 13 |
| | | Номинальный | 400 | 500 | 1200 | 50,0 |
| QF10 | А3740Б | Расчетный | 292 | 380 | 9612 | 14 |
| | | Номинальный | 320 | 400 | 960 | 50,0 |
| QF11 | А3740Б | Расчетный | 530 | 689 | 5419 | 8 |
| | | Номинальный | 630 | 788 | 1890 | 50,0 |
| QF12 | А3740Б | Расчетный | 159 | 207 | 8273 | 12 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF13 | А3730Б | Расчетный | 86 | 111 | 7840 | 11 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF14 | А3740Б | Расчетный | 152 | 198 | 8950 | 13 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF15 | А3740Б | Расчетный | 152 | 198 | 8903 | 13 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF16 | А3710Б | Расчетный | 59 | 77 | 6271 | 9 |
| | | Номинальный | 100 | 125 | 300 | 50,0 |
| QF17 | А3740Б | Расчетный | 363 | 472 | 8588 | 12 |
| | | Номинальный | 400 | 500 | 1200 | 50,0 |
| QF18 | А3730Б | Расчетный | 117 | 152 | 5726 | 8 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF19 | А3730Б | Расчетный | 127 | 166 | 5338 | 8 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF20 | А3710Б | Расчетный | 92 | 119 | 5186 | 7 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF21 | А3710Б | Расчетный | 112 | 145 | 4105 | 5,8 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF22 | А3710Б | Расчетный | 80 | 104 | 3758 | 5,3 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |

Таблица 8 – Выключатели (вариант 2)

| Место установки | Тип выключателя | Параметры | Номинальный ток расцепителя | Номинальная уставка в зоне перегрузки | Уставка мгновенного срабатывания | Ударный ток, кА |
|-----------------|-----------------|-------------|-----------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| QF1 | АВМ-15 | Расчетный | 1402 | 1823 | 11357,7 | 16,6 |
| | | Номинальный | 1500 | 1875 | 3750 | 45,0 |
| QF2 | АВМ-15 | Расчетный | 1428 | 1856 | 11428,7 | 16,7 |
| | | Номинальный | 1500 | 1875 | 3750 | 45,0 |
| QF3 | АВМ-15 | Расчетный | 1428 | 1856 | 11428,7 | 16,6 |
| | | Номинальный | 1500 | 1875 | 3750 | 45,0 |
| QF4 | АВМ-15 | Расчетный | 1402 | 1823 | 11357,7 | 16,6 |
| | | Номинальный | 1500 | 1875 | 4500 | 45,0 |
| QF5 | А3740Б | Расчетный | 624 | 811 | 11357,7 | 16,6 |
| | | Номинальный | 630 | 819 | 1890 | 50,0 |
| QF6 | А3740Б | Расчетный | 624 | 811 | 11428,7 | 16,7 |
| | | Номинальный | 630 | 819 | 1890 | 50,0 |
| QF7 | АВМ-15 | Расчетный | 1428 | 1856 | 11428,7 | 16,7 |
| | | Номинальный | 1500 | 1875 | 4500 | 45,0 |
| QF8 | А3730Б | Расчетный | 117 | 152 | 6851,3 | 9,8 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF9 | А3730Б | Расчетный | 127 | 166 | 6061,6 | 8,6 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF10 | А3730Б | Расчетный | 92 | 119 | 5153,4 | 8,3 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF11 | А3740Б | Расчетный | 292 | 379 | 8759,1 | 12,6 |
| | | Номинальный | 320 | 400 | 960 | 50,0 |
| QF12 | А3730Б | Расчетный | 103 | 133 | 8186 | 11,7 |
| | | Номинальный | 160 | 200 | 480 | 50,0 |
| QF13 | А3740Б | Расчетный | 178 | 231 | 7020 | 10,0 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF14 | А3740Б | Расчетный | 295 | 383 | 8223,8 | 11,8 |
| | | Номинальный | 320 | 400 | 960 | 50,0 |
| QF15 | А3710Б | Расчетный | 53 | 69 | 6319,5 | 9,0 |
| | | Номинальный | 100 | 125 | 300 | 50,0 |
| QF16 | А3740Б | Расчетный | 482 | 626 | 8962,9 | 12,9 |
| | | Номинальный | 500 | 625 | 1500 | 50,0 |

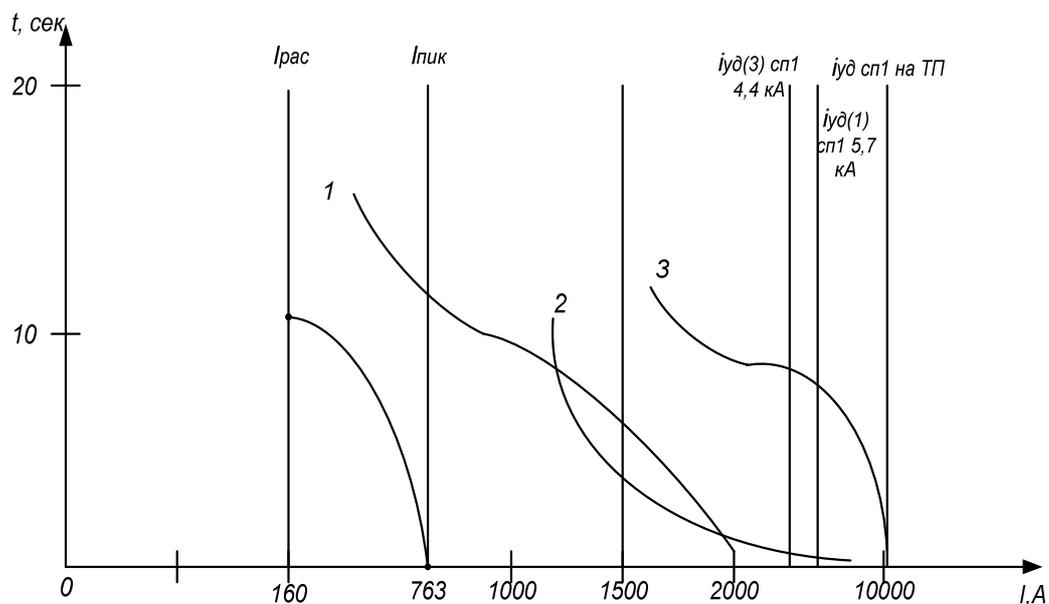
продолжение таблицы 8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|--------|-------------|-----|-----|--------|------|
| QF17 | A3740Б | Расчетный | 231 | 300 | 8666,2 | 12,4 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF18 | A3740Б | Расчетный | 334 | 434 | 6384,1 | 9,1 |
| | | Номинальный | 400 | 500 | 1200 | 50,0 |
| QF19 | A3740Б | Расчетный | 159 | 207 | 5153,4 | 7,3 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF20 | A3740Б | Расчетный | 363 | 472 | 5735,0 | 8,1 |
| | | Номинальный | 400 | 500 | 1200 | 50,0 |
| QF21 | A3740Б | Расчетный | 152 | 198 | 8002,4 | 11,5 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF22 | A3740Б | Расчетный | 152 | 198 | 8086,0 | 11,6 |
| | | Номинальный | 250 | 313 | 750 | 50,0 |
| QF23 | A3710Б | Расчетный | 59 | 77 | 5633,3 | 8,0 |
| | | Номинальный | 100 | 125 | 300 | 50,0 |
| QF24 | A3710Б | Расчетный | 86 | 111 | 7288,5 | 10,4 |
| | | Номинальный | 100 | 125 | 300 | 50,0 |
| QF25 | A3730Б | Расчетный | 292 | 380 | 7491,3 | 10,7 |
| | | Номинальный | 320 | 400 | 960 | 50,0 |

Расцепители выключателей с уставками, выбранными по условию избирательности, должны удовлетворять требованиям чувствительности, которые сводятся к следующему: минимальный ток КЗ (обычно рассматривают однофазное КЗ) в самой удаленной точке защищаемой линии должен быть больше номинального тока расцепителя замедленного срабатывания не менее чем в 3 раза, а для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного срабатывания, минимальный ток КЗ в самой удаленной точке линии должен превышать ток уставки мгновенного срабатывания не менее чем в 1,4 раза для выключателей с номинальным током до 100 А и в 1,25 раза для всех других выключателей.

Для проверки выбранных аппаратов защиты на примере СП 1 построим карту селективности представленную на рисунке 3.

КАРТА СЕЛИКТИВНОСТИ СП1



Примечание:
 1. Автомат А-3730Б
 2. Предохранитель.
 3. Автомат АВМ15

Рисунок. Карта селективности на СП 1.

ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

Согласование выбранных предохранителей с сечениями проводников

Согласование производится по следующему условию:

$$I_{\text{доп}} \geq K_{\text{защ}} \cdot I_3, \quad (42)$$

где

$K_{\text{защ}}$ - коэффициент защиты, представляющий собой отношение длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства;

I_3 - параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток);

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника;

$K_{\text{защ}} = 0,33$ – для сетей где защита от перегрузки не требуется.

Результаты расчета сведены в таблицу 1 приложения 7.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ СХЕМ

Выбор оптимального варианта производится с помощью расчета приведенных затрат.

Исходные данные для расчета затрат приведены в таблицах 1 и 2 приложения 9.

Капитальные затраты рассчитаны с помощью программы Zарusk.

Суммарные капитальные затраты первого варианта: 65,574 тыс.руб.

Суммарные капитальные затраты второго варианта: 61,02 тыс.руб.

Приведенные затраты в общем виде определяются по следующей формуле:

$$Z = (E_H + p_\Sigma) \cdot K + C_{\Delta\varepsilon}, \quad (43)$$

где

E_H - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;
принимается равным 0,12;

$C_{\Delta\varepsilon}$ - стоимость потерь электроэнергии;

p_Σ - отчисления на амортизацию p_a , ремонт p_p и обслуживание p_0 .

$$p_\Sigma = p_a + p_p + p_0 \quad (44)$$

для кабельных линий с пластмассовой изоляцией, проложенных в помещениях

$$p_\Sigma = 0,073;$$

для силового электротехнического оборудования и распределительных устройств до 20 кВ $p_\Sigma = 0,104$.

Стоимость потерь энергии для проводов и кабельных линий определяется по формуле:

$$C_{\Delta\varepsilon} = 3 \cdot I^2 \cdot K_3^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \cdot C_0 \cdot 10^{-3}, \quad (45)$$

где

$C_0 = 0,035$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

K_3 – коэффициент загрузки провода;

I - длительно-допустимый ток линии, А.

Для примера рассчитаем стоимость потерь электроэнергии для первого варианта схемы для провода к ЭП № 1:

$$C_{\Delta \varepsilon_{л}} = 3 \cdot 95^2 \cdot 0,88^2 \cdot 0,00092 \cdot 2 \cdot 3500 \cdot 0,035 \cdot 10^{-3} = 4,72 \text{ руб./год}$$

Для первого варианта схемы: $C_{\Delta \varepsilon_{\Sigma}} = 0,787 \text{ тыс.руб/год}$ (с учетом стоимости потерь электроэнергии в трансформаторе КТП).

Для второго варианта схемы: $C_{\Delta \varepsilon_{\Sigma}} = 1,04 \text{ тыс.руб/год}$

Приведенные затраты для вариантов рассчитанные по формуле (43) равны:

для первого варианта $Z = 15,683 \text{ тыс.руб/год}$;

для второго варианта $Z = 14,907 \text{ тыс.руб/год}$.

Таким образом по минимуму приведенных затрат выбираем второй вариант схемы электроснабжения.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Номинальная мощность ЭП: $P_{НОМ} = 3729 \text{ кВт}$;

Число ЭП переменного тока: $N = 164$;

Напряжение цеховой сети: $U_{НОМ} = 380 \text{ В}$;

Расчетная мощность ЭП: $P_p = 1286 \text{ кВт}$;

Тип, число и мощность трансформаторов КТП: ТМ-1000/10,

$S_{НОМ} = 1000 \text{ кВА}$, 2 шт.;

Электроэнергия потребляемая цехом за год (с учетом потерь):

$$W = 13051500 \text{ кВт.ч.}$$

Потери электроэнергии за год: $\Delta W = 297264 \text{ кВт.ч.}(2,27 \%)$;

Стоимость потерь электроэнергии: $C_{\Delta \varepsilon_{\Sigma}} = 1,04 \text{ тыс.руб/год}$.

Суммарные капиталовложения проекта: $K_{\Sigma} = 61,02 \text{ тыс.руб}$;

Приведенные затраты: $Z = 14,907 \text{ тыс.руб/год}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данный курсовой проект по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий», предназначен для закрепления знаний полученных в ходе обучения, а также для развития инженерного подхода к решению комплексных проектировочных задач. Полученный опыт будет незаменимым на государственном экзамене по одноименной дисциплине, а также на дипломном проектировании.

В ходе выполнения курсового проекта была спроектирована и рассчитана внутрицеховая сеть.

Разработка схемы внутрицеховая сети, а также ее проверка дает возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами в эксплуатации.

Выполненный проект системы электроснабжения не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта. Но выполнение такого проекта в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

Итогом расчетов выполненных в данном курсовом проекте, является оптимальное подключение электроприемников заданного цеха к питающей сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 528 с.
2. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий/Под общ. ред. Тищенко Ю. Н. и др. –М.: Энергоатомиздат, 1990 г. 576 с.
3. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1979.,408 с.
5. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. / Блок В.А., Обушев Г.К., Паперно Л.Б. и др.; Под ред. Хрустальной Н.И.– М.: Высшая школа, 1990.
6. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1973.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ Герасимова В.Г. и др. (гл. ред. Орлов И.Н.) – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001 г. 518 с.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001г., 151 с.
10. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001 г., 928 с.
11. Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий - Л.: Стройиздат, 1989., 352с.
12. Гольстрем В.А., Иваненко А.С. Краткий справочник энергетика промышленных предприятий, Киев: Техника, 1966г., 610 с.
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп. /Под общ. ред. Федорова А.А., Сербиновский Г.В. – М.: Энергия, 1980 г., 576 с.
14. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация. 2-е изд., перераб. и доп. /Под общ. ред. Федорова А.А., Сербиновский Г.В. – М.: Энергия, 1981 г., 624 с.

П Е Р Е Ч Е Н Ъ
нормативно-технической документации
примененной для оформления расчетно-пояснительной записки курсового
проекта

1. ГОСТ 2.104-68 ЕСКД. Основные надписи.
2. ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
3. ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.
4. ГОСТ 2.111-68 ЕСКД. Нормоконтроль.
5. ГОСТ 2.113-75 ЕСКД. Групповые конструкторские документы.
6. ГОСТ 2.306-68 ЕСКД. Обозначение графических материалов и правила нанесения их на чертежах.
7. ГОСТ 2.316-68 ЕСКД. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц
8. ГОСТ 2.605-68 ЕСКД. Плакаты учебно-технические. Общие технические требования
9. ГОСТ 2.701-84 ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению
10. ГОСТ 2.721-74 ЕСКД. Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения
11. ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД. Основные надписи
12. ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД. Основные требования к формам и бланкам документов
13. ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД. Правила оформления документов общего назначения.
14. ГОСТ 7.1-84 СИБИД. Библиографическое оформление произведений печати
15. ГОСТ 7.9-77 СИБИД. Реферат и аннотация
16. ГОСТ 8.417-81 СГИ. Единицы физических величин
17. ГОСТ 15.001-88 Разработка и постановка продукции на производство (в части порядка составления технических заданий).
18. ГОСТ 21.101-93 СПДС. Основные требования к рабочей документации
19. ГОСТ 21.501-93 Правила выполнения архитектурно-строительных чертежей
20. ГОСТ Р 21.1101-92 Основные требования к рабочей документации
21. ГОСТ 1494-77 Электротехника. Буквенные обозначения основных величин
22. ГОСТ 1648783 Транслитерация русских слов латинскими буквами.

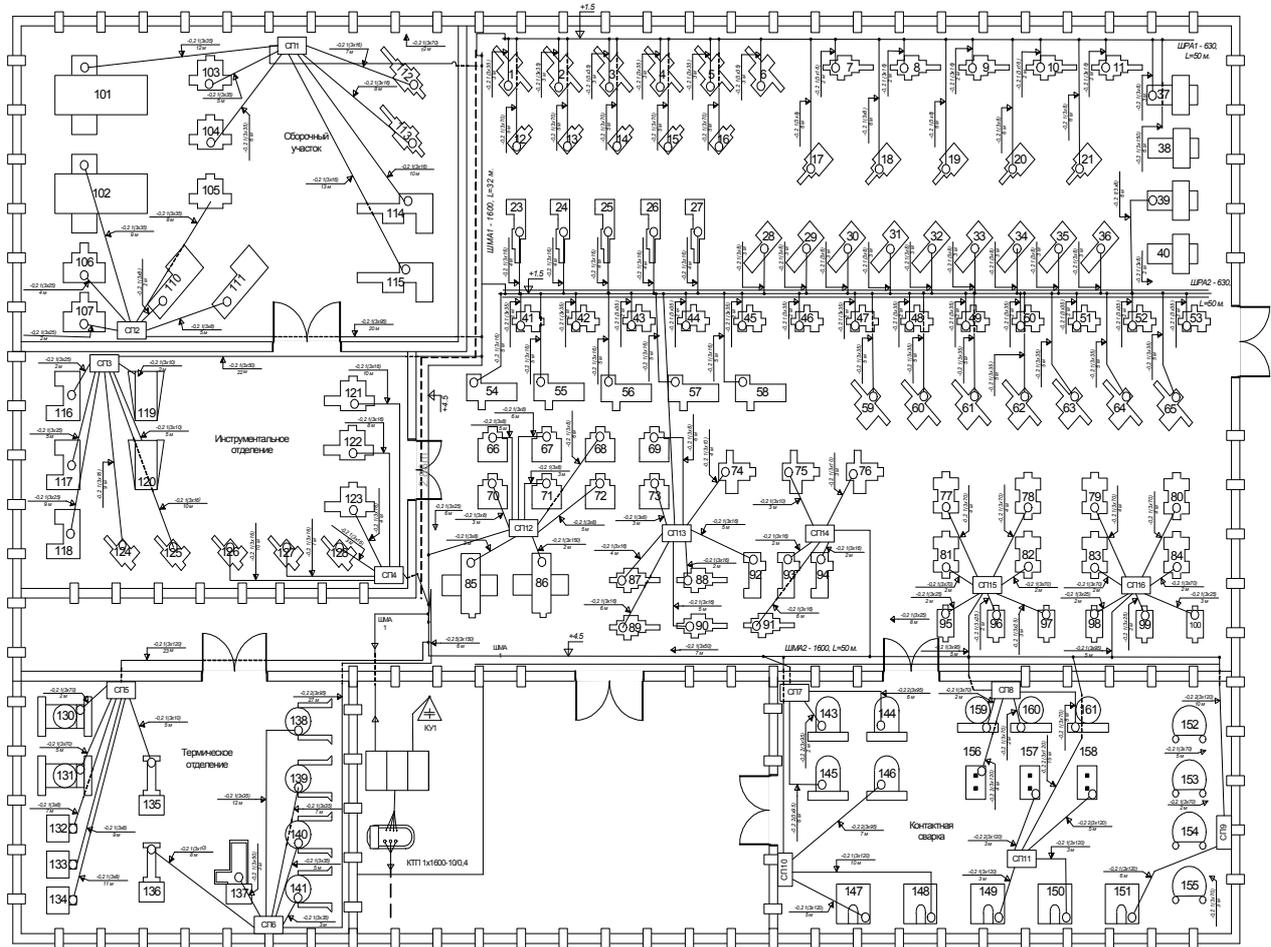


Рисунок 2.1. Электрическая схема сети 0,4 кВ (вариант 1)

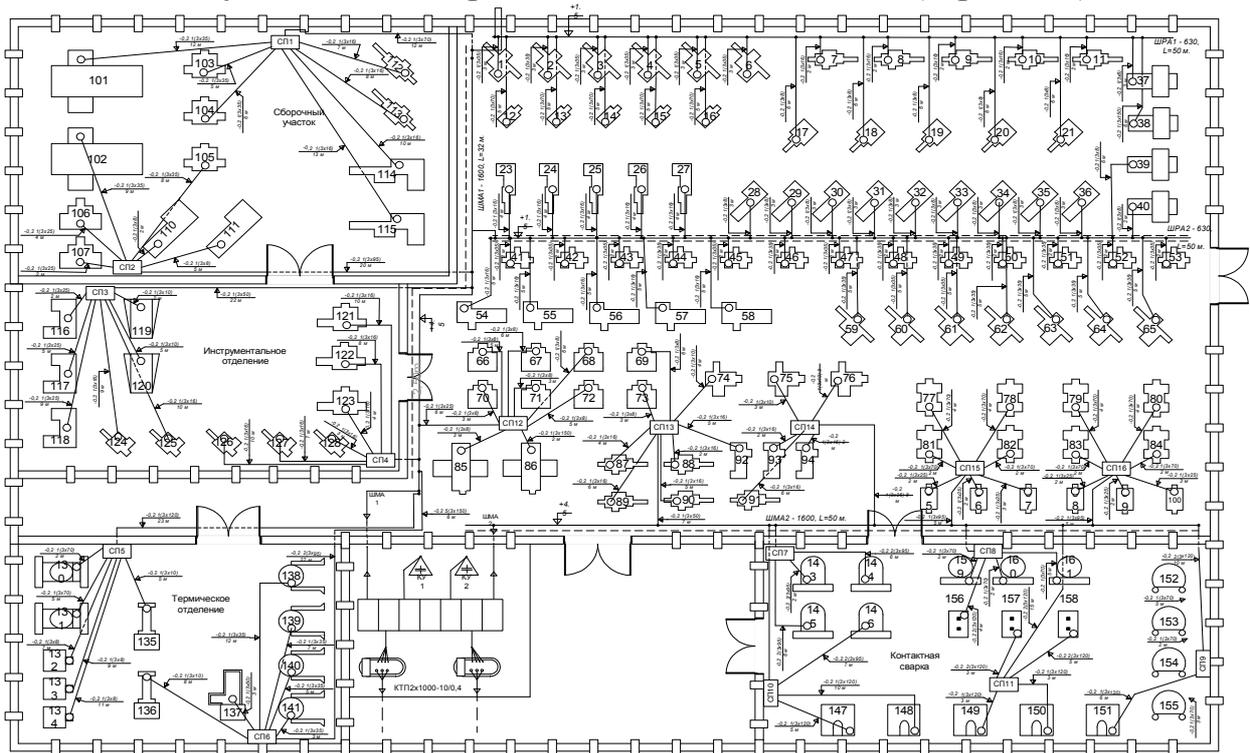
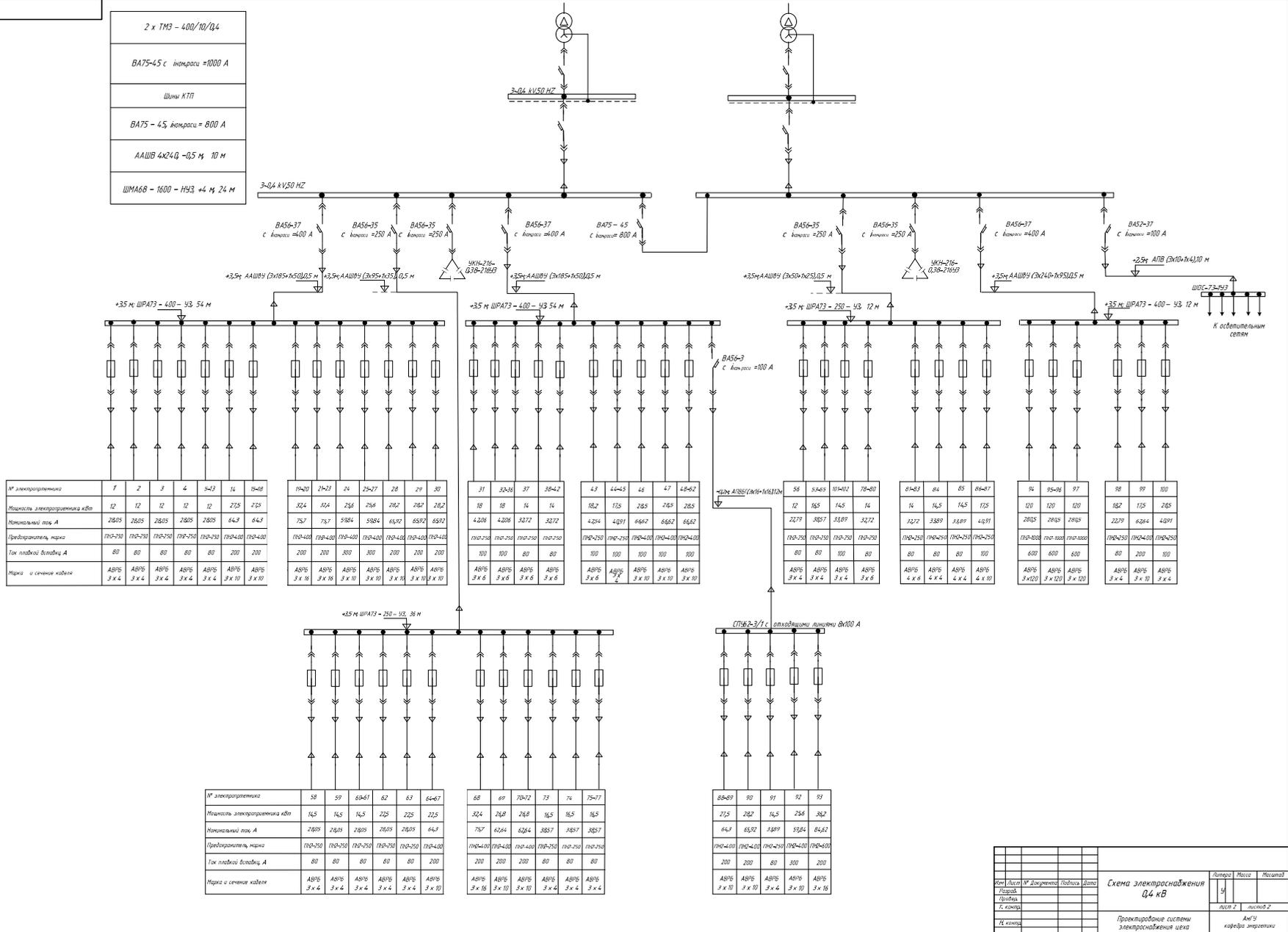


Рисунок 2.2. Электрическая схема сети 0,4 кВ ремонтно-механического цеха (вариант 2)

| |
|---------------------------------|
| 2 x ТМЗ - 400/10/0,4 |
| ВА75-45 с номинал=1000 А |
| Шины КТП |
| ВА75 - 45, номинал= 800 А |
| ААШВ 4x240 -0,5 м, 10 м |
| ШМА60 - 1600 - 1193, +4 м, 24 м |



| № электросчетчика | 1 | 2 | 3 | 4 | 5-7 | 14 | 15-16 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 27,5 | 27,5 |
| Номинальный ток А | 2805 | 2805 | 2805 | 2805 | 2805 | 643 | 643 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 |
| Ток плавкой вставки А | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 200 | 200 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 |

| № электросчетчика | 17-20 | 21-23 | 24 | 25-27 | 28 | 29 | 30 |
|------------------------------|-----------|-----------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 32,4 | 32,4 | 25,6 | 25,6 | 28,2 | 28,2 | 28,2 |
| Номинальный ток А | 757 | 757 | 5984 | 5984 | 6592 | 6592 | 6592 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 |
| Ток плавкой вставки А | 200 | 200 | 300 | 300 | 200 | 200 | 200 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x16 | АВРГ 3x16 | 3x10 | 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 |

| № электросчетчика | 31 | 32-36 | 37 | 38-42 | 43 | 44-45 | 46 | 47 | 48-52 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 18 | 18 | 14 | 14 | 18,2 | 17,5 | 26,5 | 26,5 | 26,5 |
| Номинальный ток А | 4208 | 4208 | 3272 | 3272 | 4254 | 4091 | 6662 | 6662 | 6662 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 |
| Ток плавкой вставки А | 100 | 100 | 80 | 80 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x6 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 |

| № электросчетчика | 53 | 54-63 | 64-67 | 68-70 | 71-73 | 74 | 75-77 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 12 | 16,5 | 14,5 | 14 | 14 | 14,5 | 14,5 |
| Номинальный ток А | 3272 | 3389 | 3389 | 4091 | 3272 | 3389 | 4091 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-250 |
| Ток плавкой вставки А | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x4 |

| № электросчетчика | 81-83 | 84 | 85 | 86-87 | 88 | 89-98 | 97 | 98 | 99 | 100 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|------------|------------|------------|----------|-----------|----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 14 | 14,5 | 14,5 | 17,5 | 28,05 | 28,05 | 28,05 | 22,79 | 6264 | 4091 |
| Номинальный ток А | 3272 | 3389 | 3389 | 4091 | 2805 | 2805 | 2805 | 2279 | 6264 | 4091 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 | ПНЭ-250 |
| Ток плавкой вставки А | 80 | 80 | 80 | 100 | 600 | 600 | 600 | 80 | 200 | 100 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x6 | АВРГ 3x120 | АВРГ 3x120 | АВРГ 3x120 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x4 |

| № электросчетчика | 58 | 59 | 60-61 | 62 | 63 | 64-67 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 14,5 | 14,5 | 14,5 | 22,5 | 22,5 | 22,5 |
| Номинальный ток А | 2805 | 2805 | 2805 | 2805 | 2805 | 643 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 |
| Ток плавкой вставки А | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 200 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x10 |

| № электросчетчика | 68 | 69 | 70-72 | 73 | 74 | 75-77 |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 32,4 | 26,8 | 26,8 | 16,5 | 16,5 | 16,5 |
| Номинальный ток А | 757 | 6264 | 6264 | 3857 | 3857 | 3857 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 | ПНЭ-250 |
| Ток плавкой вставки А | 200 | 200 | 200 | 80 | 80 | 80 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x16 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x4 |

| № электросчетчика | 88-89 | 90 | 91 | 92 | 93 |
|------------------------------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|
| Мощность электросчетчика кВт | 27,5 | 28,2 | 14,5 | 25,4 | 36,2 |
| Номинальный ток А | 643 | 6592 | 3389 | 5984 | 8462 |
| Предохранитель, марка | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 | ПНЭ-250 | ПНЭ-400 | ПНЭ-400 |
| Ток плавкой вставки А | 200 | 200 | 80 | 300 | 200 |
| Марка и сечение кабеля | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x4 | АВРГ 3x10 | АВРГ 3x16 |

| | | | | | | |
|-------|-------|-------------|---------|------|---------|---------|
| Итого | Листы | М. Документ | Подпись | Дата | Дополн. | Масштаб |
| Итого | Листы | М. Документ | Подпись | Дата | Дополн. | Масштаб |
| Итого | Листы | М. Документ | Подпись | Дата | Дополн. | Масштаб |
| Итого | Листы | М. Документ | Подпись | Дата | Дополн. | Масштаб |

Схема электроснабжения
0,4 кВ

Проектирование системы
Электроснабжения здания

Лист 2 из 2

Листов 2

Актуально

Копия

6. Самостоятельная работа студентов

6.1. График самостоятельной работы студентов

Таблица 1.

| Номер лекции | Номер темы | Вопросы, изучаемые на лекции | Занятия практич./лаборат. | Используемые нагляд. и метод. пособия | Самостоятельная работа студентов | | Формы контроля |
|--------------|------------|------------------------------|---------------------------|--|--|------|--|
| | | | | | содерж. | часы | |
| 1 | 1 | 1 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 6 | Блиц-опрос на лекции |
| 2,3 | 2 | 2 | 1/1 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 4 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 4,5 | 3 | 3 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 4 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 6,7 | 4 | 4 | 2,3/2 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 8-10 | 5 | 5 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 11,12 | 6 | 6 | 3,4/3,4 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | 6 | Блиц-опрос на лекции Защита инд. дом. заданий |
| 13,14 | 7 | 7 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | 4 | Блиц-опрос на лекции |
| 15-18 | 8 | 8 | 5/4,5 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | | |
| 19,20 | 9 | 9 | | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции | | |
| 21-23 | 10 | 10 | 5/5,6 | Слайды к медиапроектору по теме лекции | Изучение материалов по теме лекции, по теме практики | | |

6.2. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ.

При изучении дисциплины предусмотрено выполнение семи индивидуальных домашних заданий для студентов очной формы обучения и одной контрольной работы для студентов заочной и сокращенной заочной форм обучения.

Тематика индивидуальных домашних заданий совпадает с тематикой практических занятий.

Прежде чем приступать к выполнению домашних заданий необходимо изучить соответствующий теоретический материал и разобраться с решением аналогичных задач, рассмотренных на практических занятиях или в литературе.

Индивидуальные домашние задания выполняются с помощью ПК MathCad, Zarusk, САПР «Карат» и графического редактора Visio.

Контрольная работа для студентов заочной и сокращенной заочной форм обучения предусматривает выполнение задач по низковольтному электроснабжению.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ

Целью выполнения контрольных заданий является изучение, закрепление и систематизация учебного материала по курсу: выработка навыков самостоятельного решения инженерных задач по специальности.

СОДЕРЖАНИЕ И ОФОРМЛЕНИЕ КОНТРОЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ

Контрольные задания № 1 и 2 включают по две задачи на тему: «Электроснабжение промышленных предприятий на напряжение до 1000 В». контрольные задания № 3-5 включают по одной задачи на тему «Электроснабжение промышленных предприятий на напряжение выше 1000 В».

Исходные данные для решения задач принимаются по таблицам варианты в соответствии с шифром (табл. 1) или по номерам варианта, выдаваемых преподавателем каждому студенту в отдельности.

Перед решением задачи обязательно должны быть указаны номера вариантов и шифра, а также приведено условие задачи.

Оформление рисунков и результатов решения задач осуществляется в соответствии с действующими ГОСТ и ЕСКД, основные правила оформления результатов контрольных заданий приведены в /12/.

Если при выполнении задач студент обнаружит в исходных данных и в указаниях по выполнению контрольного задания отсутствие некоторых необходимых данных для решения, их следует принять по справочникам, ГОСТ, каталогам и т.д. с обязательной ссылкой на источник.

Консультация по выполнению контрольных заданий организовывается в период сессий 9-го и 10-го семестров, а также еженедельно в соответствии с расписанием; кроме того, ведущий преподаватель проводит письменные консультации.

Выполненные контрольные задания в соответствии с графиком предоставляются на кафедру до начала экзаменационных сессий для передачи ведущему преподавателю на рецензирование. Во время сдачи экзамена (зачета) студент должен представить выполненные и зачтенные контрольные задания экзаменатору с проработанными замечаниями рецензента. После сдачи студентами экзамена по разделу курса контрольные задания остаются на кафедре.

| № | Шифр | № | Шифр | № | Шифр | № | Шифр | № | Шифр |
|---|------|----|------|----|------|----|------|----|------|
| 1 | 3643 | 8 | 5314 | 15 | 3561 | 22 | 2315 | 29 | 6421 |
| 2 | 2113 | 9 | 1234 | 16 | 6542 | 23 | 3465 | 30 | 3333 |
| 3 | 2241 | 10 | 5513 | 17 | 2651 | 24 | 5623 | 31 | 2222 |
| 4 | 6152 | 11 | 2456 | 18 | 5431 | 25 | 2354 | 32 | 1111 |
| 5 | 1124 | 12 | 1345 | 19 | 4322 | 26 | 4214 | 33 | 5555 |
| 6 | 6363 | 13 | 1653 | 20 | 4136 | 27 | 4616 | 34 | 4444 |
| 7 | 6255 | 14 | 3262 | 21 | 3146 | 28 | 4532 | 35 | 6666 |

Примечание:

- 1) № - номер варианта задаваемый преподавателем
- 2) Определение исходных данных для решения задач соответствующего варианта осуществляется следующим образом: по первой цифре осуществляется выборка из первой строки, по второй – из второй строки, по третьей из третьей строки, по четвертой из четвертой строки таблицы сходных данных и задач.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

ЗАДАЧА №1. По результатам определения расчетной нагрузки (средней за наиболее загруженную смены - P_{CM} и Q_{CM} и расчетной - P_p и Q_p) задачи 1 контрольного задание №1 методом коэффициента расчетной нагрузки с использованием точной формулы определить произвести выбор числа и мощности трансформаторов КТП мощность компенсирующих устройств их тип, место установки (по напряжению). Составить схему КТП с указанием параметров условного электрооборудования подстанции и РУ – 0.4 кВ

Таблица 4

| № | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|------|------|------|------|------|------|
| 1 | Площадь цеха, м ² | 3000 | 6000 | 4000 | 5000 | 3500 | 4500 |
| 2 | Стоимость потери мощности (C_0), руб. кВт-год | 70 | 65 | 60 | 70 | 65 | 60 |
| 3 | Стоимость вводного устройства батарей конденсаторов, руб. $U_H=380$ В $U_H=10,0$ кВ | 700 | 750 | 800 | 700 | 800 | 750 |
| | | 300 | 250 | 350 | 250 | 300 | 350 |

Примечание: Считать, что потребители электроэнергии относятся к III категории по бесперебойности электроснабжения. Мощность осветительной нагрузки определить по удельной мощности $P_0=0,02$ кВт/м². Номинальное напряжение распределительной сети $U_H=10,0$ кВ, синхронные электродвигатели отсутствуют. Удельную стоимость конденсаторных установок K_y – принять равной: $K_{y10,0 \text{ кВ}}=6$ руб./квар. $K_{y0,36 \text{ кВ}}=12$ руб/квар. Удельные потери P_y в конденсаторах принять равными $P_{y10,0 \text{ кВ}}=2,5$ кВт./квар. $P_{y0,36 \text{ кВ}}=4,5$ кВт/квар. Число часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч/год. Стоимость КТП принять по табл. 5.

Таблица.5 - Стоимость КТП ($K_{ТП}$ руб.)

| РУ-0,38 кВ КТП | Характеристика трансформаторов | Установленная мощность трансформаторов КТП, кВА | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------------------------|---|-------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| | | 630 | 2*630 | 1000 | 2*1000 | 1600 | 2*1600 | 2500 | 2*2500 |
| Шкафы НН с автоматами типа “электрон” | Тр-р масляный | - | - | 13400 | 31260 | 14660 | 33760 | - | - |
| | Тр-р совтоловый | 14400 | 33240 | 16700 | 37860 | 19800 | 44040 | 27960 | 59880 |
| Шкафы НН с автоматами типа АВМ | Тр-р масляный | 5160 | 11610 | 6320 | 13910 | - | - | - | - |
| | Тр-р совтоловый | 7300 | 15890 | 9620 | 20510 | - | - | - | - |

Рекомендуемые источники: /1,2,5,6,7/.

Методические указания к решению задачи

Предполагается, что проектируется трансформаторная подстанция для группы электроприемников без взаимоувязки решения с данными посторонней нагрузки и требованиями по компенсации реактивной мощности в целом по предприятию. Расчеты производить, сравнивая два варианта выполнения подстанции: 1) установка одного трансформатора; 2) – двух. Выбор компенсирующих устройств, их мощности и места установки (на низком или высоком напряжении) Осуществлять из предложения экономической загрузки трансформаторов средней мощностью за наиболее загруженную смену (В среднем можно принят $K_3 = 0,75$). Потери в трансформаторах рассчитываются по максимальной мощности.

Предполагается схема КТП без РУ – 10 кВ, при этом в случае необходимости, установка конденсаторных батарей на напряжении 10 кВ осуществлять на шинах 10 кВ ГПП (ПГВ); число конденсаторных батарей стандартной мощности на напряжениях 10 кВ и 0,38 кВ принимать равным числу трансформаторов КТП.

Сравнения вариантов осуществлять по приведенным народнохозяйственным затратам, включающим приведенные капитальные затраты на КТП, на конденсаторные установки, их регулирующие и вводные устройства, а также стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах и конденсаторах.

Примеры выбора числа и мощности трансформаторов КТП и определения мощности компенсирующих устройств представлены /1,5,6/.

ЗАДАЧА 2.

Для схемы приведенной на рисунке:

- 1) рассчитать номинальный ток магистрального шинопровода (ШМА), выбрать его тип, способ прокладки, а также способ прокладки распределительного шинопровода (ШРА);
- 2) рассчитать сечение кабеля (провода) от распределительного шинопровода к электроприемнику (ЭП)
- 3) рассчитать токи однофазного и трехфазного короткого замыкания в точках указанных на схеме;
- 4) построить карту селективности защиты на напряжении 0,38кВ в цепи КТП – ЭП, установив защитные аппараты в точках 1, 2, 3, 4.

Схема электроснабжения участка цеха.

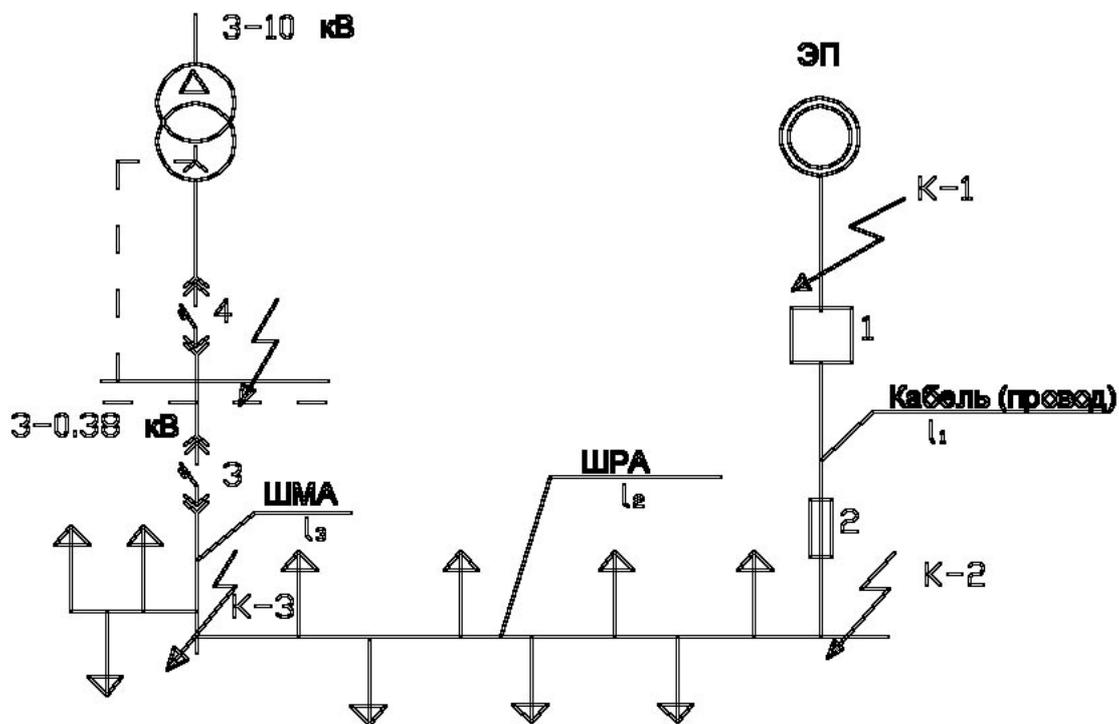


Рис.

- Здесь: 1 – магнитный пускатель или контактор
2 – предохранитель
3 – автоматические выключатели
4 – автоматические выключатели

В качестве наибольшего ЭП принять электродвигатель насоса, мощность его принять равной в соответствии с исходными данными к задаче 1 контрольного задания №1. Считать мощность ЭП наибольшей из имеющихся в цехе электроприемников.

Расчетную нагрузку распределительного шинпровода типа ШРА-73 определить по номинальному току и коэффициенту загрузки его, представленным в табл. 6. Расчетную нагрузку магистрального шинпровода принять равной полной или половине максимальной расчетной нагрузки (в зависимости от числа трансформаторов КТП, рассчитано в задаче 1 контрольного задания №2, определенной в задаче 1 контрольного задания №1). Протяженности кабеля (провода) и шинпроводов представлены в табл. 6. Мощность короткого замыкания на высокой стороне трансформатора КТП принять равной $S_{\infty}=S_{П0}=200\text{MVA}$.

Таблица 6

Исходные данные к решению задачи

| № № | Характеристики элементов сети | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----|--------------------------------|-----|-----|------|------|-----|-----|
| 1 | 1) номинальный ток ШРА-73, А | 250 | 400 | 630 | 250 | 400 | 630 |
| | 2) коэффициент загрузки ШРА-73 | 0,7 | 0,8 | 0,85 | 0,85 | 0,7 | 0,8 |
| 2 | Протяженность кабеля l_1 | 5 | 8 | 10 | 12 | 15 | 17 |
| 3 | Протяженность ШРА-73, l_2 | 40 | 35 | 30 | 25 | 20 | 15 |
| 4 | Протяженность ШМА, l_3 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |

Рекомендуемые источники/1,2,4,5,8/.

Методические указания к решению задачи

Выбор типа и способов прокладки и шинпроводов и кабелей осуществлять с учетом окружающей среды, характерной для металлообрабатывающих цехов. Сечение провода (кабеля) выбрать в соответствии с требованиями ПУЭ/10/, т.е. по условиям нагрева с проверкой по допустимой потере напряжений. При расчете допустимой потери напряжений на участке сети КТП-ЭП принять, что в максимальном режиме на шинах 0,38 кВ КТП поддерживается напряжение равное $1,05 U_n$ в режиме максимальных

нагрузок - U_n . После расчетов токов однофазного и трехфазного короткого замыкания и выбора номинального тока плавки и вставки, для предохранителя и уставок расцепителей автоматических выключателей, необходимо произвести проверку выбранного сечения кабеля (провода) на защищаемость и по коэффициенту чувствительности.

На карту селективности должны быть нанесены значения максимальных расчетных и пиковых токов кабеля (провода), распределительного и магистрального шинопроводов, значения токов трехфазного короткого замыкания в токах 1,2,3,4, а также токовременные характеристики выбранных защитных аппаратов 2,3,4.

Примеры расчета низковольтных сетей представлены в /1,6,8/, построения карты селективности – в /1/.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

Задача 1

По результатам определения расчетной нагрузки (P_p, Q_p) задачи 1 контрольного задания №1 методом упорядоченных диаграмм, произвести выбор числа и мощности трансформаторов КТП, мощность компенсирующих устройств, их тип и место установки (по напряжению). Составить схему КТП с указанием параметров основного электрооборудования ПС и РУ 0,4 кВ.

Площадь цеха $S_{ц} = 3000 \text{ м}^2$.

Стоимость потерь мощности $C_0 = 70 \text{ руб/кВт-год}$.

Стоимость вводного устройства батарей конденсаторов

$U_{н10} = 3000 \text{ руб}$; $U_{н0,38} = 600 \text{ руб}$.

Стоимость регулирующего устройства батарей

Конденсаторов $U_{н10} = 700 \text{ руб}$; $U_{н0,38} = 250 \text{ руб}$.

$P_p = 509 \text{ кВт}$. $Q_p = 344,5 \text{ кВт}$. $S_p = 621,3 \text{ кВт}$.

Потребители III категории.

Мощность осветительной нагрузки определить по удельной мощности $P_0 = 0,02 \text{ кВт/м}^2$. Номинальное напряжение распределительной сети $U_n = 10 \text{ кВ}$,

синхронные электродвигатели отсутствуют. Удельную стоимость конденсаторных установок K_u принимать равной:

$K_{u10} = 6$ руб/квар; $K_{u0,38} = 12$ руб/квар. Удельные потери

$P_{y10} = 2,5$ кВт/квар; $P_{y0,38} = 4,5$ кВт/квар. Число часов использования максимума нагрузки $T_m = 4500$ ч/год. Стоимость КТП принимать по таблице 5 задания.

Расчетная мощность цеха с учетом осветительной нагрузки

$$P_{рц} = P_p + P_o = 509 + 60 = 569 \text{ кВт}$$

где $P_{po} = P_o \cdot S_{ц} = 0,02 \cdot 3000 = 60$ кВт

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

$$\text{Для одного тр-ра } S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 1} \geq 758,7 \text{ кВт}$$

Где $K_3 = 0,75$.

Выбираем трансформатор $S_{ном} = 1000$ кВа

$$\text{Для двух тр-ров } S_T \geq \frac{P_{рц}}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{569}{0,75 \cdot 2} \geq 379 \text{ кВт}$$

Выбираем 2 трансформатора $S_{ном} = 400$ кВа

Определяем реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,38 кВ из сети 10 кВ через трансформатор

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_{рц}^2}$$

для одного трансформатора

$$Q_{T1} = \sqrt{(1 \cdot 0,75 \cdot 1000)^2 - 569^2} = 488,6 \text{ квар}$$

для двух трансформаторов

$$Q_{T2} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 400)^2 - 569^2} = 190,4 \text{ квар}$$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Q_{нк\sum} = Q_{нк1} + Q_{нк2}$$

$$Q_{нк1} = Q_{рц} - Q_T$$

$$Q_{нк2} = Q_{рц} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

K_{p1} , и K_{p2} , определяется из графиков /2/стр.107

K_{p1} -Таб.4.6 /2/стр.108; $K_{p1} = 9$

K_{p2} -Таб.4.7 /2/стр.109 $K_{p2} = 27(1), =17(2)$

$\gamma_1 = 0,26$ $\gamma_2 = 0,26$

$Q_{нк1}$ - суммарная мощность КБ

$Q_{нк2}$ - дополнительная мощность КБ

для одного трансформатора

$$Q_{нк1} = 569 - 488,6 = 80,4 \text{ квар}$$

$$Q_{нк2} = 569 - 80,4 - 0,26 \cdot 1 \cdot 1000 = 228,6 \text{ квар}$$

$$Q_{нк\Sigma} = 80,4 + 228,6 = 309 \text{ квар}$$

Выбираем УКЛ(П) Н-0,38-300-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению./2/стр.220, таб.9.2

для двух трансформаторов $Q_{нк1} = 569 - 190,4 = 378,6$ квар

$$Q_{нк2} = 569 - 378,6 - 0,26 \cdot 2 \cdot 400 < 0(-17,6) \text{ квар}$$

$$Q_{нк\Sigma} = 378,6 + 0 = 378,6 \text{ квар}$$

Выбираем 2 шт УКЛ(П) Н-0,38-150-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению.

Определяем мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК).

Нескомпенсированная реактивная нагрузка для одного трансформатора

$$Q_{неск} = Q_{Т1} - Q_{нк\phi} + \Delta Q_T$$

где ΔQ_T - потери в трансформаторе с учетом загрузки = 41 квар

$$Q_{неск} = 488,6 - 300 + 41 = 229,6 \text{ квар}$$

$$Q_{вбк} = Q_{неск} - Q_{\text{Э}}$$

где $Q_{\text{Э}} = P_{рц} \cdot \text{tg}\phi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

$$Q_{вбк} = 229,6 - 170,7 = 59 \text{ квар}$$

Выбираем КС2-10,5-50 по /3/ стр231

для двух трансформаторов $Q_{неск} = 190,4 - 300 + 41 < 0$ квар

$$Q_{вбк} < 0 \text{ квар}$$

Определим затраты на БК

При одном трансформаторе

$$З_{бк} = K_{у_{10}} \cdot Q_{вбк} + K_{у_{0,38}} \cdot Q_{нбк} = 6 \cdot 50 + 12 \cdot 300 = 3900 \text{ руб}$$

для двух трансформаторов

$$З_{бк} = K_{у_{10}} \cdot Q_{вбк} + K_{у_{0,38}} \cdot Q_{нбк} = 6 \cdot 0 + 12 \cdot 300 = 3600 \text{ руб.}$$

Определим суммарные приведенные затраты по выражению

$$З = E \cdot (K_{тр} + K_{бк}) + C = E \cdot K_{тп} + K_{ву_{нбк}} + E \cdot K_{у_{0,38}} \cdot Q_{нбк} + K_{ву_{вбк}} + \\ + E \cdot K_{у_{10}} \cdot Q_{вбк} + C_0 \cdot \Delta P_{тр} + P_{у_{нбк}} \cdot C_0 \cdot Q_{нбк} + P_{у_{вбк}} \cdot C_0 \cdot Q_{вбк}$$

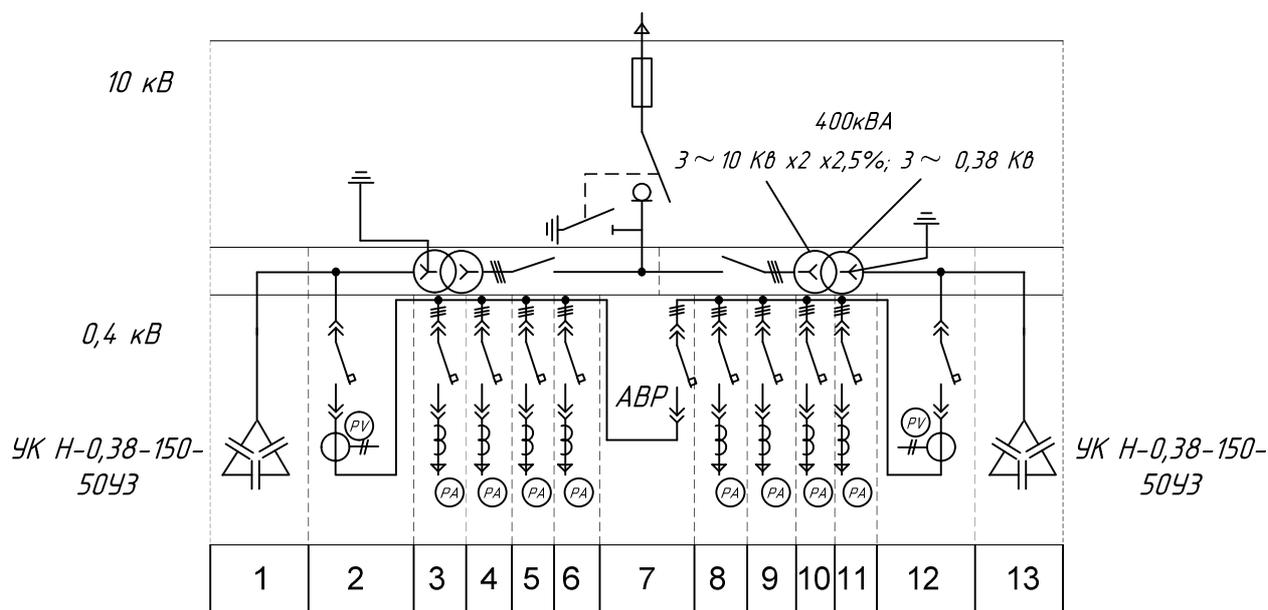
где: E – коэффициент ежегодных отчислений на капитальные вложения

$K_{тп}$ – стоимость трансформаторной подстанции

C – стоимость потерь эл.энергии в тр-рах и БК

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_x + K_z^2 \cdot \Delta P_k \quad /2/\text{стр}86$$

Для варианта с одним трансформатором приведенные затраты составляют 109729 руб. Для варианта с двумя трансформаторами приведенные затраты составляют 103744 руб. На основании сравнения двух вариантов выбора числа и мощности трансформаторов КТП и мощности КУ, в качестве оптимального выбираем второй вариант с двумя трансформаторами мощностью по 400 кВА каждый.

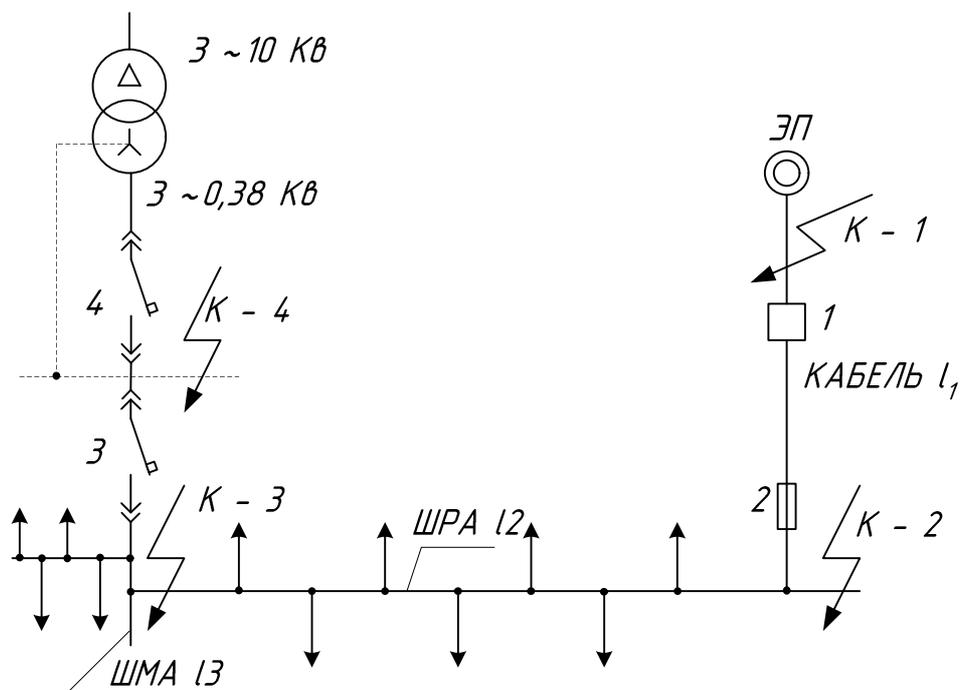


Задача 2

Для схемы, приведенной на рисунке,

1. Рассчитать номинальный ток магистрального шинопровода (ШМА), выбрать его тип, способ прокладки, а также способ прокладки распределительного шинопровода (ШРА);
2. Рассчитать сечение кабеля (провода) от распределительного шинопровода к электроприемнику (ЭП);
3. Рассчитать токи однофазного и трехфазного короткого замыкания в точках, указанных на схеме;
4. Построить карту селективности защиты на напряжении 0,38 кВ в цепи КТП-ЭП, установив защитные аппараты в точках 1,2,3,4.

Схема электроснабжения участка цеха.



| | | |
|----|--|-----|
| 1. | Номинальный ток ШРА-73,(А) | 250 |
| 2. | Коэффициент нагрузки ШРА-73 | 0,7 |
| 3. | Протяженность кабеля (провода), l_1 , (км) | 5 |
| 4. | Протяженность ШРА-73, l_2 , (км) | 35 |
| 5. | Протяженность ШМА, l_3 , (км) | 50 |
| 6. | $S_{\infty} = S''$, (МВА). | 220 |
| 7. | ЭП, (кВт) | 105 |
| 8. | Мощность трансформатора,(кВА) | 400 |

1. Рассчитаем сечение кабеля (провода) от ШРА к ЭП.

Определим номинальный ток ЭП

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{105}{\sqrt{3} \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 0,38} = 201,4 \text{ А}$$

Сечение кабеля выбирается по нагреву длительным расчетным током.

$$I_{\text{к.доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}$$

где $K_1=1$; $K_2=0,87$

$$I_{\text{к.доп}} \geq \frac{201,4}{0,87} = 231,5 \text{ А}$$

Примем сечение жилы кабеля 95 мм² с длительно допустимой токовой нагрузкой 255А. Выбираем кабель с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией.

2. Расчет токов КЗ.

Определим сопротивление системы $X_c = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{0,38^2}{200} = 0,72 \text{ МОм}$

Полное сопротивление силового трансформатора

$$Z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{5,5 \cdot 0,38^2}{400} \cdot 10^4 = 19,9 \text{ МОм}$$

Активное сопротивление СТ

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} = \frac{5,4 \cdot 0,38^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,4 \text{ МОм}$$

Индуктивное сопротивление СТ

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2} = \sqrt{19,9^2 - 5,4^2} = 19,15 \text{ МОм}$$

Сопротивление автоматического выключателя QF₁

$X_{\text{расц}}=0,08 \text{ МОм}$; $r_{\text{расц}}=0,1 \text{ МОм}$; $r_{\text{конт}}=0,15 \text{ МОм}$

Сопротивление шин от выводов СТ до сборных шин 0,38 кВ КТП

$X_{\text{ш.кТП}}=0,06 \text{ МОм}$; $r_{\text{шкТП}}=0,1 \text{ МОм}$

Сопротивление QF₂=QF₁

Сопротивление ШМА

$$r_0=0,031 \text{ МОМ/м} \quad r_{\phi-o}=0,072 \text{ МОМ/м}$$

$$X_0=0,017 \text{ МОМ/м} \quad X_{\phi-o}=0,098 \text{ МОМ/м}$$

$$X_{\text{шма}}=X_0 \cdot l_{\text{шма}}= 0,017 \cdot 50 = 0,85 \text{ МОМ}$$

$$r_{\text{шма}}=r_0 \cdot l_{\text{шма}}= 0,031 \cdot 50 = 1,55 \text{ МОМ}$$

Сопротивление ШРА

$$r_0=0,15 \text{ МОМ/м} \quad X_0=0,17 \text{ МОМ/м}$$

$$X_{\text{шра}}=X_0 \cdot l_{\text{шра}}= 0,17 \cdot 35 = 5,95 \text{ МОМ}$$

$$r_{\text{шра}}=r_0 \cdot l_{\text{шра}}= 0,15 \cdot 35 = 5,25 \text{ МОМ}$$

Сопротивление кабеля к ЭП

$$r_0=1,25 \text{ МОМ/м} \quad X_0=0,062 \text{ МОМ/м}$$

$$X_{\text{кл}}=0,062 \cdot 5 = 0,31 \text{ МОМ}$$

$$r_{\text{кл}}=1,25 \cdot 5 = 6,25 \text{ МОМ}$$

$$\text{Сопротивление контактора} \quad r_{\text{конт}}=1,1 \text{ МОМ}; \quad X_{\text{конт}}=0,5 \text{ МОМ}$$

Определяем токи 3х-фазного КЗ указанных точек.

Точка К4

Суммарное сопротивление цепи до точки КЗ

$$r_{4\Sigma} = r_{\text{тр}} + r_{\text{QF1}} + r_{\text{шкстп}} = 5.4 + 0.1 + 0.25 = 5.75 \text{ МОМ}$$

$$X_{4\Sigma} = X_c + X_{\text{тр}} + X_{\text{QF1}} + X_{\text{шкстп}} = 0.72 + 19.15 + 0.08 + 0.06 = 20.01 \text{ МОМ}$$

$$Z_{4\Sigma} = \sqrt{r_{4\Sigma}^2 + x_{4\Sigma}^2} = \sqrt{5.75^2 + 20.01^2} = 20.82 \text{ МОМ}$$

Ток трехфазного КЗ при металлическом КЗ

$$I_{\text{к4}}^{(3)} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{4\Sigma}} = \frac{0.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20.82} = 10.5 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ при учете переходного сопротивления в месте КЗ

$$r'_{4\Sigma} = r_{4\Sigma} + r_{\text{перех}} = 5.75 + 15 = 20.75 \text{ МОМ}$$

$$Z'_{4\Sigma} = \sqrt{20.75^2 + 20.82^2} = 29.39 \text{ МОМ}$$

$$I_{\text{к4}}^{(3)} = \frac{0.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 29.39} = 7.46 \text{ кА}$$

Точка К3

Суммарное сопротивление цепи до точки К3

$$r_{3\Sigma} = r_{4\Sigma} + r_{QF2} + r_{шма} + r_{перех} = 5.75 + 0.25 + 1.55 + 20 = 27.55 \text{ МОм}$$

$$X_{3\Sigma} = X_{4\Sigma} + X_{QF2} + X_{шма} = 20.01 + 0.08 + 0.85 = 20.94 \text{ МОм}$$

$$Z_{3\Sigma} = \sqrt{r_{3\Sigma}^2 + x_{3\Sigma}^2} = \sqrt{27.55^2 + 20.94^2} = 34.6 \text{ МОм}$$

Ток трехфазного КЗ при металлическом КЗ

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{4\Sigma}} = \frac{0.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34.6} = 8.56 \text{ кА}$$

Точка К2

Суммарное сопротивление цепи до точки К3

$$r_{2\Sigma} = r_{3\Sigma} + r_{QF2} + r_{шра} = 27.55 + 1.7 = 29.25 \text{ МОм}$$

$$X_{2\Sigma} = X_{3\Sigma} + X_{шра} = 20.94 + 1.5 = 22.44 \text{ МОм}$$

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{r_{2\Sigma}^2 + x_{2\Sigma}^2} = \sqrt{29.25^2 + 22.44^2} = 36.87 \text{ МОм}$$

Ток трехфазного КЗ при металлическом КЗ

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{4\Sigma}} = \frac{0.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 36.87} = 5.95 \text{ кА}$$

Точка К1

Суммарное сопротивление цепи до точки К3

$$r_{1\Sigma} = r'_{2\Sigma} + r_{кл} + r_{конт} + r_{перех} = 9.25 + 6.25 + 1.1 + 25 = 41.6 \text{ МОм}$$

где $r'_{2\Sigma} = r_{2\Sigma} - r_{перех2} = 29.25 - 20 = 9.25$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} + X_{кл} + X_{конт} = 22.44 + 0.31 + 0.5 = 23.25 \text{ МОм}$$

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2} = \sqrt{41.6^2 + 23.25^2} = 47.66 \text{ МОм}$$

Ток трехфазного КЗ при металлическом КЗ

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{4\Sigma}} = \frac{0.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 47.66} = 4.6 \text{ кА}$$

Расчет однофазного КЗ.

Для расчета однофазного КЗ при наличии ШМА и ШРА учитывается сопротивление петли фаза-ноль

$$I_k = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{тр}}}{3} \right)}$$

где $Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли

$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{тр}1} + Z_{\text{тр}2} + Z_{\text{тр}0}$ учитываются прямая, обратная и нулевая последовательности.

Точка К4

При расчете учитываются прямая, обратная и нулевая последовательности.

Система: $X_{1c} = 0,72 \text{ Мом}$; $X_{2c} = X_{1c}$

СТ: $X_{1\text{тр}} = X_{2\text{тр}} = 19,15 \text{ МОм}$; $X_{0\text{тр}} = X_{1\text{тр}}$ – для данной схемы соединения обмоток СТ

Для остальных элементов $X_1 = X_2 = X_0$; $r_1 = r_2 = r_0$

Суммарное сопротивление цепи до точки КЗ

$$r_{4\Sigma}^{(1)} = 3r_{\text{тр}} + 3r_{\text{QF1}} + 3r_{\text{шкстп}} = 3 \cdot (5,4 + 0,25 + 0,1) = 17,25 \text{ МОм}$$

$$x_{4\Sigma}^{(1)} = 2x_c + 3r_{\text{тр}} + 3r_{\text{QF1}} + 3r_{\text{шкстп}} = 1,44 + 3 \cdot (19,15 + 0,08 + 0,06) = 59,31 \text{ МОм}$$

Ток однофазного КЗ при металлическом КЗ

$$\begin{aligned} I_{\text{К4}}^{(1)} &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}{\sqrt{(r_{4\Sigma}^{(1)})^2 + (x_{4\Sigma}^{(1)})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 380}{\sqrt{17,25^2 + 59,31^2}} = 10,66 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ток однофазного КЗ при учете переходного сопротивления дуги в месте КЗ

$$r_{4\Sigma}^{(1)} = 3r_{4\Sigma'} + 3r_{\text{перех}} = 3 \cdot (5,75 + 15) = 62,25 \text{ МОм}$$

$$I_{\text{К4}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}{\sqrt{(r_{4\Sigma'}^{(1)})^2 + (x_{4\Sigma}^{(1)})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 380}{\sqrt{62,25^2 + 59,31^2}} = 7,66 \text{ кА}$$

Точка К3

Определим полное сопротивление петли ф-0

$$X_{3\pi} = X_{QF1} + X_{шк\pi} + X_{QF2} + X_{шмаф-0} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,85 = 1,07 \text{ МОм}$$

$$r_{3\pi} = r_{QF1} + r_{шк\pi} + r_{QF2} + r_{шмаф-0} + r_{перех} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,85 = 22,15 \text{ МОм}$$

$$Z_{3\pi} = \sqrt{r_{3\pi}^2 + X_{3\pi}^2} = \sqrt{22,15^2 + 1,07^2} = 22,18 \text{ МОм}$$

Ток однофазного КЗ

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot \left(Z_{3\pi} + \frac{Z_{\text{тр}}}{2} \right)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(22,18 + \frac{3 \cdot 19,9}{3} \right)} = 5,2 \text{ кА}$$

Точка К2

$$X_{2\Sigma} = X_{3\pi} + X_{шра} = 1,07 + 5,95 = 7,02 \text{ МОм}$$

$$r_{2\Sigma} = r_{3\pi} + r_{шра} = 22,15 + 5,25 = 27,4 \text{ МОм}$$

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{r_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2} = \sqrt{27,4^2 + 7,02^2} = 28,28 \text{ МОм}$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{2\Sigma} + r_{\text{тр}})} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot (28,28 + 19,9)} = 4,6 \text{ кА}$$

Точка К1

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} + X_{кл} + X_{конт} = 7,02 + 0,31 + 0,5 = 7,83 \text{ МОм}$$

$$r_{1\Sigma} = r_{2\Sigma} + r_{кл} + r_{конт} = 27,4 + 7,5 + 1,1 = 36 \text{ МОм}$$

Так как в качестве нулевой жилы кабеля используется труба, то сопротивление трубы определим по формуле

$$r_{\text{т}} = \frac{4 \cdot 1 \cdot 10^3}{\gamma \cdot \pi \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2)} = \frac{4 \cdot 5 \cdot 10^3}{10,2 \cdot 3,14 \cdot (42,3^2 - 35,9^2)} = 1,25 \text{ МОм}$$

$$r_{\text{кл}\phi-0} = r_{\text{кл}} + r_{\text{т}} = 6,25 + 1,25 = 7,5 \text{ МОм}$$

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2} = \sqrt{36^2 + 7,83^2} = 36,84 \text{ МОм}$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{1\Sigma} + r_{\text{тр}})} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot (36,84 + 19,9)} = 3,87 \text{ кА}$$

3. Рассчитать ток Магистрального ШП, выбрать его тип, способ прокладки.

$$I_{\text{ршма}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{621,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 472 \text{ А}$$

Так как КТП двух трансформаторная, то расчетный ток делим на 2 и получим $I_p = 236 \text{ А}$. Принимаем к установке магистральный шинопровод типа ШМА-73У3 с номинальным током 1600 А, т.к. серийно на меньший ток магистральные шинопроводы не выпускаются.

Устанавливаем ШМА на стойках на высоте 4м, ШРА на высоте 3м.

Проверка выбранного сечения ШМА по потере напряжения и динамической стойкости. Потери напряжения в главной магистрали определяют по выражению

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi) = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 472 \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{380} \cdot (0,031 \cdot 0,84 + 0,017 \cdot 0,55) = 0,45\% \end{aligned}$$

Комплектные шинопроводы проверяют на электродинамическую стойкость по условию:

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{уд доп}}$$

где - $i_{\text{уд доп}} = 70 \text{ кА}$

Ударный ток КЗ $i_{\text{удк4}} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{к4}}^{(3)}$

где $k_{\text{ук4}} = 1 + \lambda_t = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + 0,42 = 1,42$

$$T_a = \frac{x_{4\Sigma}}{\omega \cdot r_{4\Sigma}} = \frac{20,01}{314 \cdot 5,75} = 0,0118$$

$$i_{\text{удк4}} = 1,42 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,5 = 21,1 \text{ кА} < 70 \text{ кА}$$

Следовательно, выбранный ШМА проходит по условиям проверки.

Для осуществления проверки по согласованию с защитой, т.е. с QF2 необходимо выбрать этот автомат. Выбираем автомат типа ВА 62 с номинальным током 630 А. Номинальный ток теплового расцепителя

защищающего от перегрузки выбирается по расчетному току защищаемой линии $I_{\text{расц}} \geq I_p$ $500 \geq 472$ (А)

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного расцепителя проверяется по максимальному кратковременному току ШМА $I_{\text{ср.эл}} \geq I_{\text{пик}} \cdot k$ где $k = 1,25$.

$I_{\text{пик}}$ рассчитывается при пуске насоса и нормальной работе остальных потребителей $I_{\text{пик}} = I_p + (K_{\text{п}} - 1)I_{\text{максном}} = 472 + (7 - 1) \cdot 201,4 = 1680$ А

Проверяем электромагнитный расцепитель по паспортным данным его тока срабатывания $I_{\text{ср.эл}} = 6I_{\text{н.расц}} = 3000$ А

Проверяем по условию $3000 > 1680 \cdot 1,25 = 2100$ – выполняется

Проверяем по согласованию теплового расцепителя с сечением ШМА

$$I_{\text{н расц}} \leq 1,5I_{\text{дл.доп}}$$

$$500 \leq 1,5 \cdot 1600 \text{ – соблюдается}$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ

$$I_{\text{к4}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{сркз}} \quad 10,66 > 1,25 \cdot 3 = 3,75 \text{ кА (метал.КЗ)}$$

$$7,66 > 3,75 \text{ кА (с учетом } r_{\text{перех}})$$

Условие соблюдается, следовательно однофазное КЗ в минимальном режиме будут отключены.

Проверка сечения кабеля к ЭП по потере напряжения

$$\Delta U = e \cdot I_{\text{ном}} \cdot l = 0,53 \cdot 201,4 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,53\% < 5\%$$

Для защиты ответвлений к одиночным двигателям при редких и легких пусках выбираем предохранитель серии ПН-2

$$I_B \geq \frac{K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном.ЭП}}}{2,5} = \frac{5 \cdot 201,4}{2,5} = 402,8 \text{ А /4/стр151}$$

Выбираем вставку с $I_B = 500$ А, $I_{\text{ном}} = 600$ А /3/стр402.

Проверяем согласование выбранной вставки с сечением кабеля $I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}$ $500 \leq 3 \cdot 255 = 765$ А – соблюдается

Проверяем предохранитель по чувствительности к КЗ

$$I_{\text{к1}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad 3870 > 3 \cdot 500 = 1500 \text{ А – соблюдается, следовательно}$$

предохранитель выбран верно.

6.3. Комплекты домашних заданий, контрольных работ.

Комплекты домашних заданий выполнены по темам, каждая из которых содержит 15-25 задач. Задачи варьируются случайным образом при выдаче студентам.

Ниже приводятся примеры индивидуальных домашних заданий.

Полный комплект заданий находится у лектора.

Задания на контрольную работу студентов заочной и сокращенной форм обучения также формируются из подобных заданий.

Примеры индивидуальных заданий.

Задача 1.

Произвести расчет электрической сети механического цеха.

Выбрать и проверить сечения проводников (проводов, кабелей, шинпроводов), выбрать марки и уставки защитной аппаратуры и проверить их на чувствительность к токам короткого замыкания, предварительно рассчитав требуемые значения токов КЗ.

Для выбора мощности силового трансформатора 10 / 0,4 кВ ТП использовать результаты расчета первой задачи.

Схема сети приведена на рисунке.

Требуемые исходные данные в таблице.

В качестве электроприемников используются асинхронные двигатели с легким пуском.

Выбрать АВ, номер которого соответствует номеру варианта.

Таблица

| № варианта | Номера элементов схемы | | | | Расчетные токи проводников, А | | Длины проводников, А | | | Характеристика ЭП | | | | K _{и ср} | I _{к⁽³⁾} , кА | S _{тр} , кВА |
|------------|------------------------|---------|------|----------------|-------------------------------|--------------|----------------------|--------------|-------------|------------------------|--------------------|------|-----------------|-------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| | ШП, кабель | Автомат | ЭП | Предохранитель | ШМА | ШРА, ШОС, КЛ | ШМА | ШРА, ШОС, КЛ | Провод к ЭП | P _{ном} , кВт | cos φ _н | КПД | Кратность пуска | | | |
| 1 | ШРА-1 | QF 3 | М 2 | F 2 | 1150 | 270 | 10 | 18 | 6 | 8 | 0.88 | 0.89 | 5 | 0.3 | 10 | 1000 |
| 2 | ШРА-2 | QF 4 | М 5 | F 5 | 1300 | 190 | 15 | 27 | 7 | 10 | 0.89 | 0.9 | 6 | 0.28 | 12 | 1600 |
| 3 | ШРА-3 | QF 5 | М 9 | F 9 | 2400 | 350 | 20 | 32 | 8 | 12 | 0.87 | 0.91 | 7 | 0.31 | 8 | 2500 |
| 4 | КЛ | QF 6 | М 12 | F 12 | 2100 | 80 | 7 | 9 | 5 | 15 | 0.85 | 0.89 | 6 | 0.22 | 9 | 2500 |
| 5 | ШОС | QF 7 | М 1 | F 1 | 890 | 90 | 18 | 21 | 9 | 18 | 0.88 | 0.92 | 7 | 0.18 | 11 | 630 |
| 6 | ШРА-1 | QF 3 | М 3 | F 3 | 1200 | 420 | 12 | 19 | 10 | 25 | 0.86 | 0.91 | 5 | 0.31 | 10.5 | 1000 |
| 7 | ШРА-2 | QF 4 | М 6 | F 6 | 1220 | 510 | 16 | 17 | 11 | 23 | 0.87 | 0.88 | 6 | 0.27 | 13 | 1000 |
| 8 | ШРА-3 | QF 5 | М 8 | F 8 | 1920 | 290 | 21 | 15 | 12 | 22 | 0.88 | 0.9 | 7 | 0.24 | 14 | 2500 |
| 9 | КЛ | QF 6 | М 11 | F 11 | 1830 | 30 | 9 | 13 | 8 | 24 | 0.89 | 0.89 | 5 | 0.25 | 9.5 | 1600 |
| 10 | ШОС | QF 2 | М 7 | F 17 | 1240 | 40 | 23 | 12 | 7 | 19 | 0.9 | 0.9 | 6 | 0.33 | 11.4 | 1000 |
| 11 | ШРА-1 | QF 1 | М 4 | F 4 | 1800 | 220 | 29 | 16 | 6 | 32 | 0.91 | 0.92 | 7 | 0.28 | 8.4 | 2500 |
| 12 | ШРА-2 | QF 4 | М 5 | F 5 | 2100 | 580 | 17 | 24 | 9 | 30 | 0.88 | 0.88 | 5 | 0.25 | 12 | 1600 |

Задача №2

Выбрать магистральный шинопровод и произвести расчет электрической сети 0,4 кВ, указанный на рис.1. Выбрать и проверить сечения проводников, указанных в табл.2, выбрать и проверить марки и уставки защитной аппаратуры, предварительно рассмотрев токи КЗ. Номера выбираемой аппаратуры приведены в табл.2. В качестве ЭП используются АД с легким пуском. В табл.2 указаны ЭП, являющиеся наиболее мощными для данного участка сети. Исходные данные приведены в табл.2.

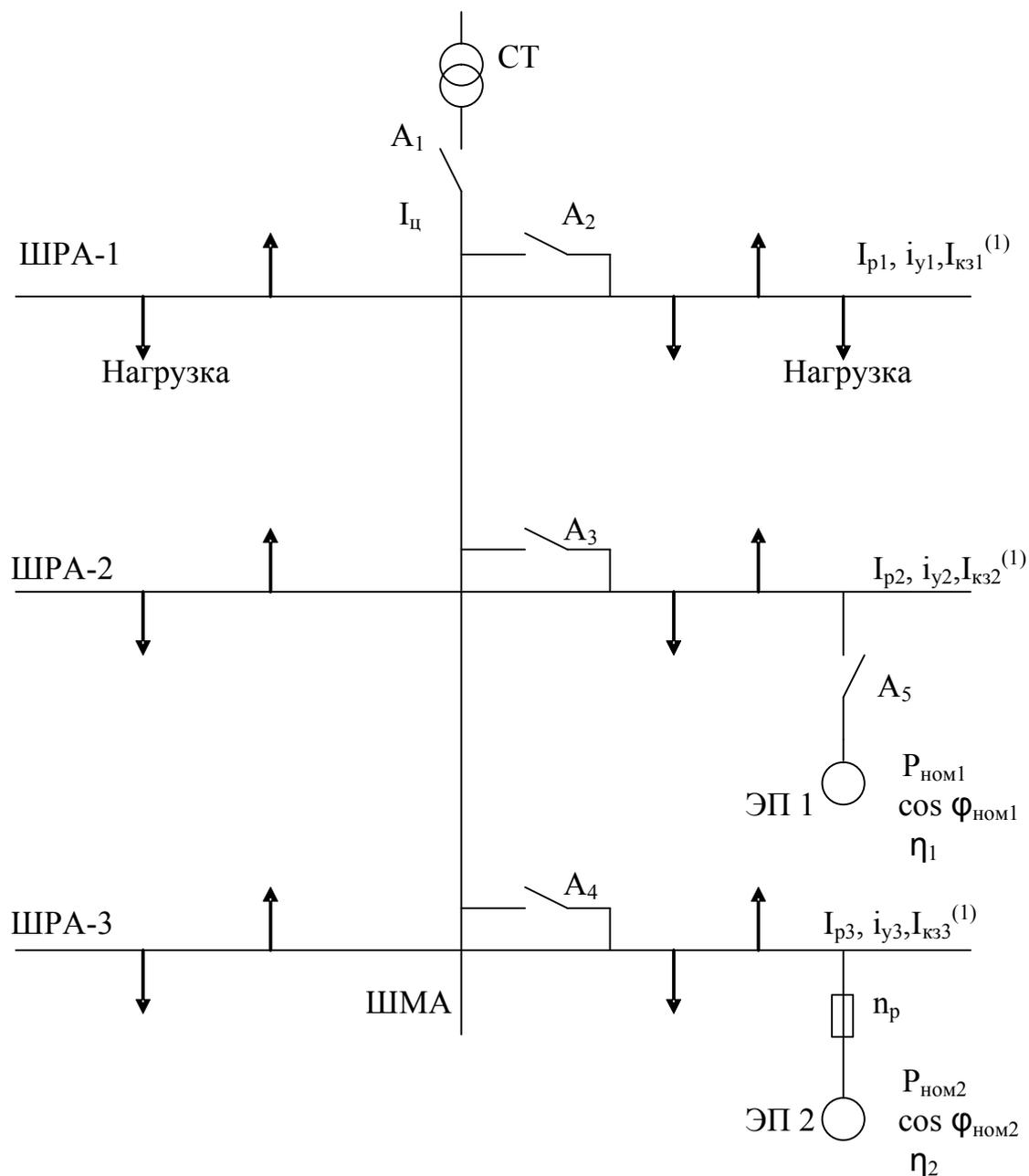


Рис.1

Таблица 2

| № варианта | Расчетные токи шинопроводов и цеховая нагрузка | | | | Ударные токи КЗ по шинопроводам | | | ЭП 1 | | | ЭП 2 | | |
|------------|--|-------------|-------------|-------------|---------------------------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------------|--------------|-----------------|-----------------------|--------------|
| | $I_{ц}, А$ | $I_{р1}, А$ | $I_{р2}, А$ | $I_{р3}, А$ | $i_{y1}, кА$ | $i_{y2}, кА$ | $i_{y3}, кА$ | $P_{ном1}, кВт$ | $\cos \varphi_{ном1}$ | КПД η_1 | $P_{ном2}, кВт$ | $\cos \varphi_{ном2}$ | КПД η_2 |
| 1 | 980 | 180 | 204 | 168 | 4,6 | 4,2 | 4,0 | 8 | 0,88 | 0,89 | 16 | 0,85 | 0,88 |
| 2 | 1150 | 240 | 287 | 135 | 4,2 | 4,0 | 3,8 | 10 | 0,89 | 0,9 | 15 | 0,86 | 0,89 |
| 3 | 1300 | 320 | 380 | 174 | 3,8 | 3,6 | 3,4 | 12 | 0,87 | 0,91 | 13 | 0,87 | 0,9 |
| 4 | 2400 | 600 | 450 | 330 | 2,5 | 2,2 | 2,0 | 17,5 | 0,86 | 0,88 | 18 | 0,88 | 0,88 |
| 5 | 2100 | 610 | 310 | 207 | 4,0 | 3,8 | 3,5 | 15 | 0,85 | 0,89 | 19 | 0,89 | 0,91 |
| 6 | 2300 | 181 | 590 | 420 | 4,3 | 4,0 | 3,7 | 9 | 0,88 | 0,9 | 21 | 0,9 | 0,88 |
| 7 | 760 | 132 | 208 | 174 | 3,9 | 3,6 | 3,3 | 18 | 0,87 | 0,88 | 20 | 0,89 | 0,89 |
| 8 | 890 | 215 | 144 | 267 | 2,8 | 2,5 | 2,2 | 25 | 0,86 | 0,91 | 23 | 0,88 | 0,9 |
| 9 | 1240 | 244 | 440 | 159 | 3,6 | 3,3 | 3,1 | 28 | 0,89 | 0,9 | 30 | 0,87 | 0,91 |
| 10 | 1890 | 333 | 248 | 174 | 4,4 | 3,9 | 3,5 | 23 | 0,85 | 0,89 | 29 | 0,86 | 0,88 |
| 11 | 1680 | 510 | 407 | 122 | 4,1 | 3,7 | 3,3 | 21 | 0,88 | 0,91 | 25 | 0,85 | 0,89 |
| 12 | 2150 | 296 | 481 | 603 | 3,7 | 3,3 | 3,1 | 27 | 0,89 | 0,88 | 24 | 0,9 | 0,9 |
| 13 | 1910 | 331 | 285 | 413 | 3,5 | 3,2 | 2,9 | 22 | 0,86 | 0,9 | 26 | 0,88 | 0,91 |
| 14 | 1830 | 610 | 375 | 189 | 4,7 | 4,1 | 3,8 | 24 | 0,87 | 0,89 | 32 | 0,89 | 0,89 |
| 15 | 1210 | 550 | 461 | 209 | 4,5 | 4,0 | 3,7 | 19 | 0,89 | 0,91 | 33 | 0,87 | 0,88 |

7. Перечень программных продуктов, используемых студентами при изучении данной дисциплины

При изучении данной дисциплины целесообразно пользоваться следующими программными продуктами: MathCad; Visio; ZAPUSK; САПР «Карат»; Exsel.

Вышеперечисленные ПК широко используются в практической деятельности выпускников и изучаются ранее.

Методические указания по данным программным продуктам изложены в УМКД дисциплин «Информатика», «Пакеты прикладных программ», поэтому в данном УМКД не приводятся.

8. Методические указания по применению современных информационных технологий

Состав информационных технологий, используемых при изучении данной дисциплины:

1. Презентации лекций, слайды, каталоги с техническими характеристиками оборудования на каждую лекцию.
2. Электронные варианты электрических схем систем электроснабжения промышленных предприятий.
3. Схемы, рисунки, таблицы под медиапроектор.
4. Лазерные пленки к проектоскопу.
5. Комплект индивидуальных заданий по дисциплине: домашних и выдаваемых на лекциях.
6. Промышленные программно-вычислительные комплексы «ZAPUSK», "САПР Карат", пакет автоматизации математических расчетов «MathCad».
7. Презентации практических занятий.

8. Электронный подбор материалов по тематике лекций.

9. Электронные варианты учебников и учебных пособий в библиотеке кафедры.

10. Справочные материалы.

К информационной составляющей УМК относятся учебники, учебные пособия методические разработки. Т.е. их электронные издания (ИЭ). Информационная составляющая является электронным аналогом с:

возможностью использования наряду со статическими текстами и изображениями мультимедийных ресурсов (звука и видео);

наличием встроенных средств навигации, позволяющих пользователю переходить к основной странице издания, предыдущей, следующей странице издания, просмотреть оглавление всего издания или его раздела;

возможность оперативного внесения изменений после публикации.

Электронные издания существуют в различных представлениях. Возможно представление изданий в формате текстового процессора, например Word, публикация издания в переносимом формате, например Adobe PDF. Следующей формой публикации ЭИ является публикация во Всемирной паутине в формате HTML с использованием других технологий, например CSS для стилового оформления, динамического HTML – для создания динамических документов, Macromedia Flash для анимации.

ЭИ допускает многовариантное представление с различной функциональностью для работы с помощью различных пользовательских агентов. Состав версий ЭИ обеспечивает работу с ним на персональном компьютере и распечатку его на бумаге. Электронное представление ЭИ позволяет хранить его на любых электронных носителях и доставлять через сеть.

Разница проведения практических занятий при очном и дистанционном видах обучения определяется организацией взаимодействия между обучаемым и преподавателем, а также степенью взаимодействия между обучаемыми. В очном образовании преподаватель может управлять ходом решения задач в

реальном времени, направляя обучаемых, комментируя и объясняя типичные ошибки. Взаимодействие между обучаемыми позволяет быстрее находить решения, кроме того, обучаемые получают опыт совместной работы. В заочном образовании, обучаемый получает комплект, состоящий из задачника, задания, методических указаний, примеров решения задач, справочных материалов. Участие преподавателя сводится к проверке полученных по почте решений. Дистанционный вариант проведения практических занятий отличается от заочного возможностью оперативного общения между обучаемыми и преподавателем.

Способы общения между преподавателем и обучаемыми в заочной и сокращенной заочной формах обучения:

общение по электронной почте – этот способ является предпочтительным, позволяя его участникам читать и подготавливать сообщения в удобное для них время;

общение через web-форумы, организуемые на web-серверах учебного заведения;

общение с помощью служб мгновенных сообщений и чатов.

Способ доставки учебного контента: лично; по почте; электронные средства доставки (ftp, http, E-mail); комбинированные средства доставки.

Средства взаимодействия между преподавателем и обучаемыми вынесены из состава УМК, например электронную почту, форумы, чаты целесообразно совместно использовать под несколько ЭУМК.

9. Контроль качества образования

9.1. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов.

В процессе изучения дисциплины используются следующие виды контроля знаний студентов:

- входной контроль;
- текущий контроль;
- рубежный контроль;
- экзаменационный (итоговый) контроль;
- самоконтроль знаний.

Виды и цели контроля

Входной контроль зависит от цели обучающего курса и его специфики. Он определяет готовность студента к работе по курсу (роль допуска к обучению), выполняет диагностические функции, выявляет пробелы в знаниях, компенсируемые процессом дополнительного обучения. Обучающий курс становится адаптивным (каждый учащийся идет своим путем в зависимости от его начального уровня). Работа по тестовым заданиям настраивает студента на предметную область, вводит в терминологию, способствует актуализации знаний, становится стартовой площадкой для новой темы. Обычно входной контроль редок (вступительные экзамены, допуск к лабораторной работе), но при компьютеризации обучения его частота повышается.

Текущий контроль – диагностика знаний, умений и навыков (ЗУН) и коррекция обучения в процессе усвоения темы, позволяющая исправлять недостатки обучения и достигать необходимого уровня его усвоения.

Рубежный контроль – это проверка уровня усвоения очередного раздела курса. Студенту предлагается творческая задача, задача повышенной

сложности или задача, предусматривающая перенос усвоенных знаний на другой материал. Успешное решение задачи показывает, что учащийся овладел всей системой знаний и действий, предусмотренных целями обучения по данной теме. Рубежная проверка позволяет обучаемому запрашивать необходимый справочный или информационный материал, советы, разъяснения ошибок, наводящие вопросы. Задания должны быть адекватны этапу познавательной деятельности, элементу которого соответствует серия нескольких заданий. Рубежный контроль может быть входным для изучения последующего материала и поддержки уровня знаний при перерывах в обучении, что характерно для студентов заочной и сокращенной заочной форм. Итогом рубежного контроля являются результаты контрольных точек.

Экзаменационный (итоговый) контроль. Если проверка исходного уровня – «входной» контроль, то заключительный контроль показывает полученные результаты «на выходе». Он представляет собой серию заданий по всему материалу, которую обучаемый должен решить самостоятельно. По результатам экзаменационного контроля учащийся получает отметку.

Самоконтроль знаний – наиболее простой вид. Обычно это вопросы и задачи, на которые учащийся пытается ответить самостоятельно. При затруднении он может обратиться к учебнику и найти в нем ответы. Основная цель самоконтроля – самоутверждение, достижение уверенности в усвоении учебного материала, хотя это может и не соответствовать действительности.

Таким образом, основные цели разных видов контроля следующие: самоутверждение; готовность к изучению нового материала; проверка уровня усвоения; поддержка адаптивного обучения и уровня знаний; формирование базы оценок для определения рейтинга обучаемых. Программные средства контроля знаний должны обеспечивать все стадии его проведения: от идентификации до выдачи результатов.

Контроль (диагностика) знаний, умений, навыков (ЗУН) включает в себя выполнение некоторого множества заданий, характеризуемых трудностью и сложностью. Трудность задания определяется уровнем усвоения, на диагно-

стику которого оно направлено. Сложность характеризуется числом существенных операций в нем, в т.ч. и свернутых.

Педагогически корректное задание для контроля знаний студентов должно быть: содержательно валидным (построенным на содержании предшествующего обучения); функционально валидным (проверка того, для чего его используют); объективным; однозначным; специфичным (требующим конкретных ЗУН, а не общей эрудиции); способным разделить учащихся на знающих и незнающих.

Подбор заданий в группу основан на репрезентативности (полноте охвата дисциплины или ее раздела ограниченной выборкой); однородности (равноценности содержания и трудности наборов заданий); рандомизации (гарантии не предъявления одного и того же набор заданий).

Входной контроль выполняется в виде тестовых заданий. Формами текущего контроля являются блиц-опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу (5-7 минут), опрос на практических занятиях, защита индивидуальных домашних заданий, рефераты.

Рубежный контроль предусматривает выполнение контрольных работ, комплексных заданий, направленных на проверку эвристических способностей студентов, углубленного изучения материала, коллоквиум.

Итоговый контроль – это экзамен по дисциплине. Экзаменационный билет должен включать два теоретических вопроса и задачу. Предусмотрено три типа сложности задач: простой, средней и повышенной сложности. Студенту предлагается выбор задачи по сложности в зависимости от того, на какую оценку он претендует. Если студент не справляется с задачей средней или повышенной сложности, то предлагается простая задача, отсутствие решения которой приводит к неудовлетворительной оценке на экзамене.

Рекомендуется при оценке знаний студентов на экзамене учитывать его работу в семестре.

9.2. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний

Тестовые задания для оценки качества знаний по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» утверждены в 2006 г. в УМО в области энергетики и электротехники.

Тестовое задание №1

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:

- а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ
- б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
- в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.

2. Электроснабжением называют:

- а) обеспечение потребителей электроэнергией
- б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией
- в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.

3. Приемником электроэнергии называют:

- а) преобразовательное устройство
- б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в др. вид энергии для ее использования
- в) совокупность машин для преобразования эл. энергии.

4. Распределительным пунктом называют:

- а) ЭУ для преобразования и распределения эл. энергии
- б) РУ, предназначенное для приема и распределения эл. энергии на одном напряжении без преобразования и трансформации
- в) комплектное устройство, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.

5. По роду тока потребители, работающие от сети делятся на группы:
- а) переменного и постоянного тока
 - б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока
 - в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.
6. Основным показателем, по которому следует классифицировать приемники эл. энергии являются:
- а) температура отдельных частей приемника электроэнергии
 - б) технологический режим
 - в) график электрической нагрузки.
7. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов:
- а) ЭП длительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
 - ЭП повторно-кратковременного режима работы
 - б) ЭП продолжительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
 - в) ЭП спокойного режима работы
 - ЭП ударного режима работы.
8. Режим работы ЭП характеризуется:
- а) технологическим процессом
 - б) температурой отдельных частей машины
 - в) временем работы ЭП.
9. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:
- а) мощность за наиболее загруженную смену
 - б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
 - в) средняя мощность ЭП.

10. Номинальная активная мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:

- а) мощность за наиболее загруженную смену
- б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
- в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

11. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

- а) $\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}}$
- б) $\frac{P_{\text{ср.кВ}}}{P_{\text{ном.}}}$
- в) $\frac{P_p}{P_{\text{ном.}}}$.

12. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:

- а) $\frac{P_{\text{ср.м.}}}{P_{\text{ном.}}}$
- б) $\frac{P_p}{P_{\text{ном.}}}$
- в) $\frac{P_{\text{тах}}}{P_{\text{ном.}}}$.

13. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:

- а) $P_p = K_c \cdot P_{\text{уст}}$
- б) $P_p = P_{\text{срт}} \pm b_{\text{дсрт}}$
- в) $P_p = K_p \cdot P_{\text{ср}}$

14. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:

- а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности
- б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)
- в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)

15. Глухое заземление нейтрали применяется в:

- а) трехфазных сетях 6-35 кВ
- б) трехфазных сетях постоянного тока
- в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.

16. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:
- а) 5-10 МВА на $U=6\text{кВ}$, >10 МВА на $U=10$ кВ
 - б) 15-40 МВА на $U=6\text{кВ}$ 20-70 МВА на $U=10$ кВ
 - в) <15 МВА на $U=6\text{кВ}$, >15 МВА на $U=10$ кВ.
17. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
- а) защищенные автоматическими выключателями и $I_{ном}$. выкл. до 100 А
 - б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на $I_{ном}$ до 60 А
- по эл. динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической
 - в) защищенные плавкими предохранителями с $I_{вст} < 60$ А.
18. По режиму КЗ в ЭУ выше 1 кВ должны проверяться:
- а) кабели и др. проводники
 - б) ВЛ и токопроводы
 - в) кабели, токопроводы, опорные и несущие конструкции на них, ВЛ при $i_{уд} \text{ КЗ} \geq 50$ кА.
19. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:
- а) не более 6 силовых кабелей
 - б) не более 10 силовых кабелей
 - в) не более 12 силовых кабелей
20. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:
- а) 1,5 м
 - б) 1 м
 - в) 0,5 м

21. При расчете токов КЗ до 1 кВ в отличие от токов $K_3 > 1$ кВ должны учитываться:
- а) сопротивление дуги в месте КЗ
 - б) сопротивление дуги в месте КЗ, активные сопротивления элементов цепи, включая сопротивление переходных контактов
 - в) активные сопротивления элементов цепи.
22. Плавкие предохранители служат для:
- а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 - б) дистанционного управления АД
 - в) коммутации силовой цепи.
23. Номинальным током плавкой вставки называют:
- а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает
 - б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева
 - в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.
24. Автоматические воздушные выключатели до 1 кВ предназначены:
- а) автоматического размыкания эл. цепей при аномальных режимах
 - б) для оперативных переключений при нормальных режимах
 - в) для защиты эл. сетей до 1 кВ от токов КЗ и перегрузки, для редких оперативных переключений в нормальном режиме, для защиты сетей при снижении напряжения.
25. Током трогания АВ называют:
- а) настройку расцепителя на заданный ток срабатывания
 - б) наименьший ток, вызывающий отключение АВ
 - в) максимальный ток, который может протекать через АВ.

26. Предельно допустимым током по нагреву называют:

- а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
- б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
- в) ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

27. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:

- а) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
- б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$
- в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$

28. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

- а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{пуска} = \text{до } 2,5с$
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} = > 2,5с$
- б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{пуска}$ до $3,5с$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 3,5с$
- в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{пуска}$ до $1,6с$
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 1,6с$

29. Отклонение напряжения у ЭП определяется:

а) $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

б) $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{min}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

б) $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

30. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:

а) $\Delta U\% = [(U_{\text{ном}} - U_2)]/U_1 \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{\text{ном}})]/U_2 \cdot 100\%$

31. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:

а) $Q\beta = Q_{\text{р.в.}} + Q_{\text{мах.т}} - \Delta Q_{\text{т}}$

б) $Q\beta = Q_{\text{р.в.}} - Q_{\text{мах.т}} + \Delta Q_{\text{т}}$

в) $Q\beta = Q_{\text{р.в.}} + Q_{\text{мах.т}} - \Delta Q_{\text{т}}$

32. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ пром.предприятия имеет вид:

а) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{нк}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{т}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{э1}} = 0$

в) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{тэц}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{э1}} = 0$

в) $Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{мах.т}} - Q_{\text{э1}} - Q_{\text{тэц}} = 0$

33. Реактивная мощность, генерируемая СД, определяется как:

а) $Q_{\text{сд}} = P_{\text{ном.сд}} K_{\text{сд}} \text{tg } \varphi_{\text{ном}}$

б) $Q_{\text{сд}} + \alpha_m \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2}$

в) $Q = \frac{P_{\text{ном.сд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}}$

34. Расчетная мощность ВБК для предприятия определяется:

$$\text{а) } Q_{\text{вк}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{рт}} - Q_{\text{нкф}} + \Delta Q_{\text{т}} - Q_{\text{э1}}$$

$$\text{б) } Q_{\text{вк}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{рвi}} - Q_{\text{сд.р.}} - Q_{\text{мах.т.}}$$

$$\text{в) } Q_{\text{вк}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{рвi}} - Q_{\text{сд.р.}} - Q_{\text{э1}}$$

35. Провести соответствие:

- а) повторно-кратковременный режим работы ЭП
- б) продолжительный (длительный) режим работы ЭП
- в) кратковременный режим работы ЭП

36. Провести соответствие:

- а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos\varphi$ и большим числом часов работы в году
- б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе
- в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ

- 1. Централизованная КРМ
- 2. Групповая КРМ
- 3. Индивидуальная КРМ

37. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

- а) рабочим заземлением
- б) защитным заземлением
- в) заземлением нейтрали.

38. Коэффициентом эффективности заземления нейтрали k_3 называют:
- $k_3 = U_{ном} / U_{мин}$
 - $k_3 = U_{фз} / U_{ф}$
 - $k_3 = U_{мах} U_{мин} / U_{ном}$
39. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_3 \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:
- изолированным
 - эффективным
 - компенсированным
40. Емкостной ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется как:
- $I_{см} = UI / \alpha$
 - $I_{см} = UI$
 - $I_{сф} = \sqrt{3 U_{ф} W C_{oi} l_i}$
41. Длительно допускаемым током замыкания на землю называется ток:
- максимальный, протекаемый в нейтрали трансформатора
 - который, протекая в течение 1-2 часов, не вызывает перехода
 - длительно протекаемый рабочий ток в сети.
42. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:
- резонансный
 - недокомпенсации, резонансный
 - резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
43. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:
- степенью расстройки, степенью настройки
 - коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
 - напряжением смещения нейтрали.

44. Коэффициент успокоения резонансно-заземленной сети определяется как:

$$\text{а) } d = - \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}$$

$$\text{б) } d = \frac{W(C_A + C_B + C_C) - 1/WL_H}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$$

$$\text{в) } d = \frac{3G + 1/R_H}{W(C_A + C_B + C_C)} \cdot 100$$

45. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:

а) 1,4 Uф

б) 1,73 Uф

в) 1,9 Uф

46. Самозапуском называется:

а) восстановление нормальной работы эл. привода без вмешательства персонала после кратковременного перерыва эл. снабжения

б) восстановление работы ЭД после нарушения питания

в) восстановление работы эл. привода после срабатывания РЗ и А.

47. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:

а) выбег и восстановление рабочего режима

б) разгон и восстановление рабочего режима

в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.

48. Самозапуск считается обеспеченным, если:

а) температура нагрева обмоток за время самозапуска не превысит допустимого значения

б) при пониженном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости и если

за время разгона температура нагрева обмоток не превысит допустимого значения

в) при повышенном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости

49. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:

а) механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментом сопротивления;

б) механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления;

в) механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления.

50. Условием несинхронного включения СД является:

а) $I_{нс} X''_d \leq 1,5 k$

б) $I_{нс} X''_d \leq 1,05 k$

в) $I_{нс} X'_d \leq 1,5 k$

51. Ток несинхронного выключения при самозапуске 1 ЭД определяется:

$$а) I_{нс} = \frac{E + U}{X''_d + X_c}$$

$$а) I_{нс} = \frac{E + U}{X'_d + X_c}$$

$$а) I_{нс} = \frac{E + U}{X_d + X_c}$$

52. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:

а) проводить ресинхронизацию СД

б) максимально использовать форсировку возбуждения

в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД

Комплексное задание №1

В главном корпусе завода дорожно-строительных машин размещено 120 станков суммарной установленной мощностью 1500 кВт, 25 сантехнических вентиляторов суммарной установленной мощностью 420 кВт, 30 сварочных агрегатов суммарной установленной мощностью 900 кВт, термическое отделение с 12 электропечами суммарной установленной мощностью 710 кВт. Главный корпус расположен на расстоянии 2,5 км от ГПП, на которой установлено два силовых трансформатора мощностью по 63 МВА каждый.

ГПП питается двухцепной ВЛ длиной 17 км от УРП энергосистемы с неограниченной мощностью.

1. Выбрать трансформаторные подстанции для питания нагрузок главного корпуса. Разработать однолинейную схему ГПП с учетом того, что нагрузки I и II категории составляют 70 % и схему электроснабжения главного корпуса. Оценить надежность принятой схемы ГПП.

2. Рассмотреть электроснабжение термического отделения от КТП, учитывая, что электропечи имеют не однорядное расположение и следующий состав: 7 печей мощностью 70 кВт каждая, 4 печи по 40 кВт и одна 60 кВт. Выбрать проводник и аппарат защиты к печи мощностью 70 кВт. Проверить чувствительность принятой защиты.

3. Какой тип трансформатора напряжения лучше применить на ГПП и почему? Назначение его обмоток, конструктивное исполнение.

4. Выбрать номер отпайки РПН на трансформаторе ГПП, чтобы обеспечить требование ГОСТа на КТП главного корпуса.

5. Пожар в стали трансформатора ГПП. Какие защиты и на каких элементах зафиксируют повреждение. На какой выключатель подается команда отключения?

6. Эксплуатация изоляции МВ: периодичность осмотров и ремонтов, испытаний. На что необходимо обратить внимание при осмотре МВ?

7. В схеме электроснабжения главного корпуса произошло однофазное замыкание на землю. Как определить его наличие и на каком присоединении оно произошло?

9.3. Экзаменационный контроль.

Вопросы к экзамену

1. Характеристика производственных помещений по условиям окружающей среды, их классификация.
2. Выбор напряжения в цеховой электрической сети.
3. Схемы цеховых электрических сетей.
4. Общие принципы построения цеховых сетей. классификация цеховых сетей по конструктивному исполнению.
5. Шинопроводы (типы и конструкции).
6. Прокладка шинопроводов.
7. Электропроводка.
8. Кабели напряжением до 1 кВ (марки, конструктивное исполнение, область применения).
9. Провода напряжением до 1 кВ.
10. Способы прокладки проводов, кабелей.
11. Распределительные силовые шкафы, пункты, щиты, ящики и щитки.
12. Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ.
13. Крановые троллеи.
14. Автоматические выключатели (типы, конструкция, характеристики, принцип работы).
15. Предохранители.
16. Магнитные пускатели.
17. КТП (компоновка, конструкция).
18. Схемы цеховых подстанций.
19. Размещение и компоновка цеховых подстанций.
20. Цеховые сети в нормальных помещениях.
21. Цеховые сети в пожаро- и взрывоопасных помещениях.
22. Выбор сечений проводников.
23. Выбор предохранителей.
24. Выбор автоматических выключателей.
25. Расчет трехфазных токов КЗ в сети до 1 кВ.
26. Расчет токов однофазного КЗ в сети до 1 кВ.
27. Распределение низковольтных компенсирующих устройств в цеховой сети.
28. Избирательность действия предохранителя и автоматического выключателя. Карта селективности.
29. АВР в низковольтной сети.
30. Технологическая и аварийная броня электроснабжения потребителей электроэнергии.
31. Допустимые перегрузки ВЛ.
32. Допустимые перегрузки КЛ.
33. Допустимые перегрузки электрических аппаратов и силовых трансформаторов.

34. Режимы работы нейтрали электроустановок.
35. Компенсация емкостного тока замыкания на землю. Условия работы сети с компенсированной нейтралью.
36. Определение и нормирование тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.
37. Расчет параметров ДГР и выбор силовых трансформаторов для их подключения к сети.
38. Принципы работы ДГР и их конструктивное исполнение. Выбор места установки ДГР.
39. Длительность пуска и самозапуска ЭД.
40. Способы и схемы пуска высоковольтных ЭД.
41. Способы и схемы пуска низковольтных ЭД.
42. Прямой пуск высоковольтных ЭД.
43. Реакторный пуск ЭД.
44. Пуск низковольтных электродвигателей.
45. Трансформаторный пуск ЭД.
46. Самозапуск АД.
47. Самозапуск СД.
48. Определение допустимости несинхронного включения ЭД.
49. Определение неотключаемой мощности самозапускающихся ЭД.
50. Режим нейтрали в установках до 1000 В.
51. Сети для передвижных ЭП.
52. Механические характеристики ЭД при различных уровнях напряжения.
53. Изменение сопротивления и пускового тока при скольжении.
54. Нагрев ЭД.
55. Пуск ЭД от источника соизмеримой мощности.
56. Особенности схем электроснабжения специфичных ЭП.

Пример билета на экзамен

Билет №1

1. Схемы цеховых электрических сетей и область их применения.
2. Изменение индуктивного сопротивления и пускового тока при скольжении.
3. Допустимые перегрузки КЛ.
4. Задача.

Полный комплект экзаменационных билетов хранится на кафедре.

10. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

| Лекции | Практические занятия | Контроль за качеством знаний студентов | Экзамен |
|---|------------------------|--|-------------------|
| Зав. каф. энергетики, проф. Савина Н.В. | ст.преп. Панькова Д.Н. | проф. Савина Н.В., ст.преп. Панькова Д.Н. | проф. Савина Н.В. |

11. Список использованных источников

1. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: изд-во: «Мастерство» 2002
2. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие – М.: форум: Инфра. – М. 2006.- 480 с.
3. Правила устройства электроустановок. 7 редакция.
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. 1995.
5. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках. 1991.
6. Руководящие материалы по проектированию с/х. 1999.
7. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Минпромэнерго. 2005.
8. Электротехнический справочник. том 3 / под ред А.И. Попова М.: Изд-во МЭИ. 2002
9. Кудрин Б.И, Электроснабжение промышленных предприятий учебник для вузов. М. Энергоатомиздат. 1995
10. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятия / Под ред. Ю.Г. Барыбина. 1991.
11. А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятия.

12. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Круповича. М.: Энергия, 1981.
13. Козлов В.А. Электроснабжение городов. 1988.
14. Справочник: Комплектные электротехнические устройства. М.: Энергоатомиздат, 1991.
15. В.А.Козлов. Городские распределительные электрические сети. - Л.: Энергоиздат, 1982.
16. Б.Ю. Липкин. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Высшая школа, 1990.
17. Ю.А.Фокин. Схемы городских электрических сетей - М.: МЭИ, 1989.
18. Б.Н.Кудрин. Электроснабжение промышленных предприятий-М.: Энергоатомиздат, 1985.
19. В.А.Козлов. Электроснабжение городов- Л.: Энергоиздат, 1988.

Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика
4. Вестник МЭИ
5. Известия вузов «Энергетика»
6. Новости электротехники
7. Электричество
8. Электрические станции
9. Известия РАН
10. Энергетика

Информационное обеспечение дисциплины

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