Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2017 г.

Электроснабжение инструментального завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.193.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов

«___» _____ 201__ г.

Руководитель проекта
к.ф-м.н., доцент

_____ В.И. Сафонов

«___» _____ 201__ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____А.В. Тараканов

«___» _____ 201__ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

«___» _____ 201__ г.

Челябинск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Тараканова Александра Владимировича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение инструментального завода

утверждена приказом по университету от 15 декабря 2016 г. № 2195.

2 Срок сдачи студентом законченной работы 4 января 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений

2 Расчет электрических нагрузок

3 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия

5 Расчет схемы внешнего электроснабжения

6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Расчет питающих линий

7 Расчет токов короткого замыкания

8 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения

10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности

11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС

12 Безопасность жизнедеятельности

13 Релейная защита

5 Перечень графического материала

1 План генеральный инструментального завода	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения инструментального завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный трансформаторной подстанции	- 1 лист
4 Схема электрическая принципиальная электроснабжения ремонтно-механического цеха	- 1 лист
5 Сравнение технико-экономическое вариантов схем внутреннего электроснабжения	- 1 лист
6 Карта селективности	- 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		

7 Дата выдачи задания 03 октября 2016 г.

Руководитель В.И. Сафонов

Задание принял к исполнению А.В. Тараканов

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	03.10.16 – 05.10.16	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	05.10.16 – 09.10.16	
3 Расчёт электрических нагрузок	09.10.16 – 16.10.16	
4 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	16.10.16 – 22.10.16	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	22.10.16 – 26.10.16	
6 Расчет схемы внешнего электроснабжения	26.10.16 – 01.11.16	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения. Расчет питающих линий	01.11.16 – 07.11.16	
8 Расчет токов короткого замыкания	07.11.16 – 15.11.16	
9 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	15.11.16 – 20.11.16	
10 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	20.11.16 – 26.11.16	
11 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	26.11.16 – 30.11.16	
12 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.11.16 – 04.12.16	
13 Безопасность жизнедеятельности	04.12.16 – 09.12.16	
14 Релейная защита	09.12.16 – 14.12.16	
15 Заключение	14.12.16 – 15.12.16	
16 Библиографический список	15.12.16 – 16.12.16	
17 Оформление пояснительной записки	16.12.16 – 20.12.16	
18 Оформление графической части	20.12.16 – 24.12.16	

Заведующая кафедрой _____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

Руководитель работы _____ В.И. Сафонов
(подпись)

Студент _____ А.В. Тараканов
(подпись)

АННОТАЦИЯ

Тараканов А.В. Электроснабжение инструментального завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2017, 114 с, 21 ил., 23 табл., библиогр. список 39 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения инструментального завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 35 кВ и схема внутризаводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор и расчёт силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с вакуумными выключателями напряжением 35 кВ; комплектный закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена; силовые трансформаторы типа ТМГ.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, а также безопасности жизнедеятельности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ
Характеристика производства 7
Технический паспорт 8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ..... 9
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху 12
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию 16
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок 19
2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов..... 23
2.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций..... 23
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ..... 28
4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... 33
4.1 Определение потерь мощности в силовых трансформаторах ГПП 34
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия 34
4.3 Расчет токов короткого замыкания 35
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры 36
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ
5.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения..... 41
5.2 Выбор кабельных линий 42
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... 45
6.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В 46
6.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В 50
7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... 53
7.1 Выбор кабельных линий 54
7.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях..... 55
7.3 Выбор электрооборудования 56
7.3.1 Выбор ячеек отходящих от ГПП кабельных линий..... 56
7.3.2 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП 57
7.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия 57
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП .. 60
8.2 Выбор выключателей КРУ 60

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ 61
8.4 Выбор трансформаторов напряжения 63
8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП 65
8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП .. 66
8.7 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания 66
8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд 67
8.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП 68
8.10 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников ремонтно-механического цеха 69
9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 73
10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС 83
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ
11.1 Обеспечение электробезопасности в электроустановках 86
11.2 Обеспечение безопасных условий труда при эксплуатации электроустановок 87
11.3 Молниезащита для здания ремонтно-механического цеха 88
11.4 Пожарная безопасность 90
11.5 Расчет защитного заземления 91
12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
12.1 Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора 96
12.2 Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ 97
12.3 Релейная защита трансформатора 99
12.4 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор 101
12.4.1 Токовая отсечка кабельной линии 101
12.4.2 Максимальная токовая защита кабельной линии 102
12.4.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю 104
12.5 Построение карты селективности участка СЭС 106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 107
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 108

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии. По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. Развитие и усложнение структуры систем электроснабжения возрастающие требования к экономичности и надежности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники ставят проблему подготовки высококвалифицированных инженеров. Первое место по количеству потребляемой электроэнергии принадлежит промышленности, на долю которого приходится более 60% вырабатываемой в стране энергии. С помощью электрической энергии приводятся в движение миллионы станков и механизмов, освещение помещений, осуществляется автоматическое управление технологическими процессами и др. Существуют технологии, где электроэнергия является единственным энергоносителем.

Энергетическая политика Российской Федерации предусматривает дальнейшее развитие энергосберегающей программы. Экономия энергетических ресурсов должна осуществляться путем: перехода на энергосберегающие технологии производства; совершенствование энергетического оборудования, реконструкция устаревшего оборудования; сокращение всех видов энергетических потерь и повышение уровня использования вторичных энергетических ресурсов. Предусматривается также замещение органического топлива другими энергоносителями, в первую очередь ядерной и гидравлической энергией. Кроме прямого энерго- и ресурсосбережения существует целый ряд актуальных задач, решение которых в конечном итоге приводит к тому же эффекту в самих производственных установках, в производстве в целом. Сюда, в первую очередь относится повышение надежности электроснабжения, так как внезапное, иногда даже весьма кратковременное прекращение подачи электропитания может привести к большим убыткам в производстве. Но повышение надежности связано с увеличением стоимости системы электроснабжения, поэтому важной задачей должно считаться определение оптимальных показателей надежности, выбор оптимальной по надежности структуры системы электроснабжения.

Также важной задачей является обеспечение требуемого качества электроэнергии. Низкое качество электроэнергии приводит помимо прочих нежелательных явлений к увеличению потерь электроэнергии как в электроприемниках, так и в сети. От надежного и бесперебойного электроснабжения зависит: работа промышленных предприятий любых отраслей, полученная прибыль, зависящая от объемов выпуска продукции, соблюдения условий хранения скоропортящейся продукции, особенно актуально это звучит для предприятий пищевой промышленности. Для эффективного функционирования предприятия, схема электроснабжения должна обеспечивать должный уровень надежности и безопасности.

Характеристика производства

Инструментальный завод занимает 58,2 тыс. $м^2$ территории. Включает в себя 20 цехов с суммарной установленной мощностью 15,6 МВт, 2,5 МВт из которых приходится на четыре высоковольтных синхронных двигателя, работающих в продолжительном режиме. Учитывая особенности технологического процесса и его энергоемкость, завод, в целом, относится ко второй категории потребителей по надежности электроснабжения.

На предприятии есть цеха как 2-ой, так и 3-ей категории по надежности электроснабжения. К 2-ой категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к недоотпуску продукции, а именно: участок точного литья, цех термообработки фрез (№2), цех обработки токами высокой частоты (№3), цех термообработки метчиков (№4), цех метчиков (№8), цех фрез (№9), гальванический цех (№10), цех протяжек (№11), кузнечно-сварочный цех (№12), инструментальный цех (№14), заводоуправление (№18), компрессорная станция (№15), центральная заводская лаборатория (№17), остальные цеха относятся к 3-ей категории.

Предприятие располагает возможностями изготовления практически любого инструмента, используемого для решения самых различных задач: режущий, калибры, вспомогательный инструмент, приспособления, литейную и ковочную оснастку.

Станочный парк предприятия насчитывает большое количество единиц разнообразного оборудования. Основой производственных мощностей предприятия является цеха с координатно-расточными станками ведущих фирм: Hermle, Mikron, Mori Seiki, Mitsubishi Heavy Industries, SIP, Hauser, Mitsui Seiki, Charmiles, Agie, Mitsubishi Electric. Координатно-шлифовальные, расточно-фрезерные и фрезерные станки с ЧПУ для финишной обработки деталей расположены в термоконстантных помещениях, что является одной из составляющих обеспечения технологической точности.

Координатно-расточные и расточно-фрезерные станки выполняют окончательную расточку отверстий и финишную подрезку плоскостей с точностью до 0,005 мм и имеют возможность обработки деталей диаметром до 2500 мм. Координатно-шлифовальные станки имеют возможность обрабатывать детали диаметром до 1500 мм, диапазон шлифуемых отверстий от 0,4 мм до 280 мм, максимальная глубина шлифуемых отверстий 140 мм. Карусельно-шлифовальное ф. «BERTHIEZ» позволяет шлифовать детали диаметром до 2000 мм с точностью 0,005 мм.

Кроме того, производство оснащено универсальным фрезерным и токарным оборудованием, оборудованием для напайки твердосплавных пластин, для сварки быстрорежущих сталей, и оборудованием для термообработки быстрорежущих сталей

Климатические условия имеют следующие характеристики: наивысшая температура окружающего воздуха 22,6 °С, грунт, на котором расположено предприятие, на глубине 0,7 м имеет наивысшую температуру 15,0°С.

Грунт предприятия отличен низкой коррозионной активностью, наличием блуждающих токов и отсутствием растягивающих усилий.

Предприятие имеет возможность получать питание от энергосистемы, удаленной на расстоянии 2,5 км, с существующими напряжениями: 10 и 35 кВ и мощностями трехфазного короткого замыкания – 340 и 700 МВА.

Годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4140 часов. На предприятии установлен двухсменный график работы. В основном цикле производства применяется переменный ток.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 15627 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 2520 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 9378 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $tg\varphi=0,65$; расчетный $tg\varphi=0,39$; заданный энергосистемой $tg\varphi=0,40$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 35 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 700 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 35 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 2,5 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТМН-6300/35/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 400, 630 и 1000 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – нет.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4140 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 25, 50, 70 мм^2.

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В настоящее время все большее применение в системах внутреннего распределения электроэнергии в зданиях и сооружениях находят шинопроводы, представляющие собой систему изолированных шин, заключенных в жесткую оболочку [1].

На место монтажа шинопроводы поставляются комплектными секциями, прошедшими тестовые испытания. Там же комплектные секции собираются в линии необходимой длины и конфигурации. Конструкции секций таковы, что позволяют выполнять в архитектуре сложных сооружений любые трассы, ничуть не уступая в гибкости кабельным системам. Наибольший объем в магистралях сетей 0,4 кВ занимают шинопроводы магистральные и распределительные.

Рост объемов сетей, выполняемых шинопроводами, по сравнению с кабельными системами, связан с изменением их качества электропередачи, например, с приобретением функции энергосберегающих систем. Также немаловажную роль играют качества электробезопасности и пожарной безопасности шинопроводов в большей степени присущие им, нежели кабельным системам. На увеличение применения шинопроводных систем оказал влияние и рост единичных мощностей зданий гражданского и административного назначения, все более приобретающих характер индивидуального проектирования. В этой связи шинопроводные системы, ранее занимающие преимущественно область промышленного применения, распространились на жилищные и гражданские объекты.

До сегодня на отечественный рынок шинопроводы поставлялись в основном иностранными фирмами изготовителями из Франции, Германии, Италии, Турции, Кореи, Индии и других стран. Заказчиков строительства зданий и сооружений современного типа привлекало более высокое качество изготовления и более развитая номенклатура, чем у шинопроводов традиционно изготавливаемых Российскими компаниями. Например, в России долгое время способ соединения секций в линию между собой производился в основном сварным методом с последующим изолированием стыков на монтаже ручным способом с помощью ленты и клея. Такой способ требовал больших трудозатрат на монтаже, а применяемые материалы не обладали высокой степенью термостойкости и долговременности использования шинопроводных систем.

Однако в сложившейся обстановке ограничения поставок со стороны ряда европейских стран для дальнейшего развития и роста промышленного и гражданского строительства необходим выпуск отечественных шинопроводов, отвечающих самым высоким требованиям качества и надежности. Особенно это важно для предприятий, выпускающих продукцию оборонного назначения, где вопрос импортозамещения стоит особенно остро.

Следует отметить, что ряд предприятий РФ начал осуществлять производство шинопроводов современного типа.

Например, ООО «КЛМ Групп» производит магистральные и распределительные шинопроводы не только отвечающие самым высоким требованиям, но и по ряду показателей превосходящие многие зарубежные аналоги. Это:

– Стальной оцинкованный корпус, выполненный в виде радиатора с большей поверхностью охлаждения (получается, что форма в большей степени влияет на теплоотводящую способность, чем материал корпуса в виде алюминия, как принято считать по некоторых зарубежным конструкциям);

– Стальной корпус КЛМ обладает более высокими прочностными характеристиками и устойчивостью к токам короткого замыкания, что является одним из главных качественных показателей системы электроснабжения, особенно для условий ВПК;

– Стальной оцинкованный корпус образует магнитозамкнутую систему в большей степени, чем алюминиевый корпус, что значительно снижает воздействие электромагнитного поля на окружающую среду, особенно на кабели слаботочных систем: управления беспроводной связи, сети Wi-Fi, компьютерных систем станков и оборудования. Последнее обстоятельство позволяет прокладывать их в непосредственной близости от шинопровода и экономить объемы помещения в части пропуска самостоятельных трасс;

– Болтовой сжим соединительного устройства с применением моментного ключа ограничивающего усилие нажатия позволяет устранить деформации соединительного узла в период включения-отключения нагрузок и увеличить срок службы устройства;

– Болтовой сжим соединительного устройства с встроенным термостойким изолятором позволяет автоматизировать процесс соединения секций между собой и отказаться от ручного изолирования на месте монтажа;

– Подгоночные секции шинопровода КЛМ производятся в заводских условиях, что исключает внесение человеческого фактора при изготовлении этих секций на монтаже (как у некоторых зарубежных фирм), где необходимо обеспечить обрезку шин и корпуса, что может привести к нарушению изоляции, несоосному расположению токоведущих шин, последующему перегреву и выходу шинопровода из строя;

– Конструкция секций шинопровода с улучшенными характеристиками активного и реактивного сопротивления, позволяет передавать электроэнергию с потерями ниже, чем у зарубежных аналогов. Экономия при этом может составлять до нескольких миллионов рублей ежегодно по сравнению с применением конструкций зарубежных фирм;

– Конструкция секций шинопровода с улучшенными характеристиками активного и реактивного сопротивления, позволяет передавать электроэнергию с лучшим качеством, поскольку потери напряжения ниже, чем у зарубежных аналогов при прочих равных условиях

Современные шинопроводы, типа «пакет» имеют большое распространение в строительстве, и каждый производитель применяет тот или иной изоляционный материал. Необходимое условие, чтобы этот материал соответствовал требованиям стандарта МЭК. КЛ М применяет изоляционный материал со стандартным ис-

полнением температурной стойкости 155°С, а по спецзаказу — 180°С, что равно по значению или выше, чем в конструкциях зарубежных фирм, поставка коробок отбора мощности производится в комплекте с автоматическими выключателями в шинопроводе, в отличие от некоторых производителей зарубежных фирм;

Линейка шинопроводов KLM содержит все необходимые по стандартам токовые номиналы: в распределительных шинопроводах от 160 до 800 А и для магистральных — от 800 до 6300 А, причем разработана уникальная конструкция шинопровода на 6300 А с алюминиевыми шинами.

В настоящее время в связи с введением Западом санкций в отношении нашей страны государством активно проводится политика импортозамещения. Президентом Российской Федерации В.В. Путиным дано поручение Правительству Российской Федерации вернуть собственный рынок отечественным производителям, в связи с чем, Минпром России подготовил Программу импортозамещения продукции из США и Евросоюза. Постановлением Правительства уже введен запрет на допуск товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок товаров для нужд обороны и безопасности государства, за исключением случаев, когда производство таких товаров на территории Российской Федерации отсутствует или не соответствуют требованиям государственных заказчиков. В Государственной думе Федерального собрания Российской Федерации на рассмотрении находится законопроект, которым будут внесены изменения в нормативные акты, регулирующие вопросы закупок на столь важных проектах для обороноспособности нашего государства.

Выводы по разделу

В связи с общим вектором Российской экономики, направленным в сторону импортозамещения, принято решение для реализации внутрицехового электроснабжения использовать распределительные шинопроводы отечественных производителей, которые по качеству не уступают импортным аналогам. Распределительные шинопроводы данной марки используются в схеме электроснабжения ремонтно-механического цеха (лист 4 графической части).

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В системе электроснабжения промышленного предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определять расчетные электрические нагрузки. Расчет нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электроснабжения согласно метода упорядоченных диаграмм [2] .

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

На I уровне СЭС выделяют отдельные электроприемники (ЭП). Определение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения кабелей, питающих данный электроприемник, которую определяют по формулам

$$p_{р}^{I} = k_{и.а} \cdot p_{ном} . \quad (1.1)$$

$$q_{р}^{I} = k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot tg\varphi_{ном} . \quad (1.2)$$

где $k_{иа}$ – коэффициент использования по активной мощности [3].

$tg\varphi_{ном}$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника [3].

Ко II уровню СЭС относится группа электроприемников напряжением 380 В. Нахождение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающей данную группу приемников, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту напряжением 380 В. Расчетная мощность, соответствующая данному уровню, определяется по формулам

$$P_{р}^{II} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} , \quad (1.3)$$

$$Q_{р}^{II} = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_{i} , \quad (1.4)$$

$$S_{р}^{II} = \sqrt{\left(P_{р}^{II}\right)^2 + \left(Q_{р}^{II}\right)^2} , \quad (1.5)$$

$$I_{р}^{II} = \frac{S_{р}^{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (1.6)$$

где $К_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [4] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;

$К_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности;

$tg\varphi_{i}$ – коэффициент реактивной мощности i-го электроприемника;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Эффективное число электроприемников и средневзвешенное значение коэффициента использования, необходимые для выбора расчетных коэффициентов по активной и реактивной мощности, найдем по выражениям

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} p_{номі}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n} p_{номі}^2}; \quad (1.7)$$

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{иаі} \cdot p_{номі}}{\sum_{i=1}^{n} p_{номі}}; \quad (1.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

$k_{иаі}$ – коэффициент использования i-го электроприемника.

При числе однофазных ЭП более трех (таблица 1.1) при различных $К_и$ и cosφ, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $К_и$ и cosφ, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по [3, табл.2.21] к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot k_{АВ(А)} + k_{иа} \cdot P_{(СА)} \cdot k_{СА(А)} + k'_{иа} \cdot P_{(А0)}, \quad (1.9)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot q_{АВ(А)} + k_{иа} \cdot P_{(СА)} \cdot q_{СА(А)} + k'_{иа} \cdot P_{(А0)} \cdot tg\varphi, \quad (1.10)$$

где $k_{иа}$ и $k'_{иа}$ - соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(АВ)}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и В, кВт;

$P_{(СА)}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и С, кВт;

$P_{(А0)}$ - нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт.

$k_{АВ(А)}$, $k_{СА(А)}$, $q_{АВ(А)}$, $q_{СА(А)}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{с.ф.max}. \quad (1.11)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{с.ф.max}. \quad (1.12)$$

Средневзвешенное значение коэффициента использования

$$K_{иа} = \frac{P_{срА}}{\frac{1}{2}\left(P_{(АВ)} + P_{(АС)}\right) + P_{А0}}. \quad (1.13)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (1.9) – (1.13) представлены в таблице 1.1.

Распределение электрической энергии в цехе выполнено посредством распределительных шинопроводов. Распределительные шинопроводы размещаются в отделениях РМЦ и крепятся к конструкциям здания цеха.

выбор которых производится по следующим условиям [3]:

– по расчетному току

$$I_р^{II} \le I_{ном.ш}, \quad (1.14)$$

где $I_{ном.ш}$ – номинальный ток шинопровода, А;

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_р^{II} \cdot L_ш \cdot 100}{U_{ном}} \cdot \left(r_{0.ш} \cdot \cos\varphi + x_{0.ш} \cdot \sin\varphi\right) \le \Delta U_{доп}, \quad (1.15)$$

где $L_ш$ – длина шинопровода, м;

$r_{0.ш}$ – удельное активное сопротивление шинопровода Ом/м;

$x_{0.ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинопровода Ом/м;

$\Delta U_{доп} = 5\%$ – допустимая потеря напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов, произведенный по выражениям (1.14) – (1.15), устанавливаемых в ремонтно-механическом цехе представим в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Выбор распределительных шинопроводов

Тип	Марка	$I_{ном.ш}$, А	$I_{р.ш}$, А	$L_ш$, м	$r_{0.ш}$, мОм/м	$x_{0.ш}$, мОм/м	$\Delta U_ш$, %
ШР-1	ШРА4-400	400	393,3	108	0,15	0,17	4,36
ШР-2	ШРА4-400	400	347,7	127	0,15	0,17	4,00
ШР-3	ШРА4-160	160	96,3	12	0,29	0,25	0,19
ШР-4	ШРА 4-160	160	102,2	12	0,29	0,25	0,21
ШР-5	ШРА 4-160	160	100,2	116	0,29	0,25	1,99
ШР-6	ШРА 4-250	250	193,6	132	0,21	0,21	3,41

На III уровне СЭС рассматриваются электроприемники, подключенные к секциям сборных шин напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП). Нахождение данной нагрузки необходимо:

– для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов и сечения линий 6-10 кВ, питающих цеховые ТП (с учетом потерь мощности в трансформаторах ТП);

– сечения и материала сборных шин 380 В цеховой ТП

– магистральных или распределительных шинопроводов и отключающих аппаратов.

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по выражениям

$$P_{р}^{III} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} . \quad (1.16)$$

$$Q_{р}^{III} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_{i} . \quad (1.17)$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку

$$P_{р.осв} = к_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц} , \quad (1.18)$$

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot tg\varphi_{осв} , \quad (1.19)$$

где $к_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/ $м^2$ [5, п.6.3];

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, $м^2$;

$tg\varphi_{осв}$ - коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{р.ц} = \sqrt{\left(P_{р}^{III} + P_{р.осв}\right)^2 + \left(Q_{р}^{III} + Q_{р.осв}\right)^2} . \quad (1.20)$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.20) представим в таблице 1.3.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

При расчете электрических нагрузок по предприятию рассматриваются IV-VI уровни СЭС.

К IV уровню относятся шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ. Ввиду отсутствия на предприятии РП-10 кВ, поэтому данный уровень не рассматриваем.

На V уровне рассматриваются секции сборных шин напряжением 10 кВ ГПП Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбора сечения и материала шин и вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне низшего напряжения ГПП. Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_1^{M} P_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta P_{ti} \right] + P_{осв}, \quad (1.21)$$

$$Q_p^V = K_{ом} \left[\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i + \sum_1^{M} Q_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta Q_{ti} \right] + Q_{осв}, \quad (1.22)$$

где m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП

N_1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

M – число узлов СЭС четвёртого уровня (РП), питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

L_1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв}$, $Q_{осв}$ – осветительная нагрузка предприятия.

К VI уровню СЭС относится сторона высшего напряжения 35 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий к источникам питания. Расчетные нагрузки на VI уровне определяются по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (1.23)$$

$$Q_p^{VI} = Q_{ЭСl} = P_p^{VI} \cdot tg\varphi_{норм} \approx P_p^V \cdot tg\varphi_{норм}, \quad (1.24)$$

где $tg\varphi_{норм}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности.

Результаты расчёта по формулам (1.21) – (1.24) представим в таблице 1.4.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности для каждого цеха определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (1.25)$$

Углы секторов для каждого цеха вычисляются по формулам:

$$\alpha_{н/вi} = 360\frac{P_{р.н/вi}}{P_{рi}}, \quad (1.26)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360\frac{P_{р.в/вi}}{P_{рi}}, \quad (1.27)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360\frac{P_{р.освi}}{P_{рi}}, \quad (1.28)$$

где $P_{рi}, P_{р.н/вi}, P_{р.в/вi}, P_{р.освi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

m - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм^2.

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 7 мм:

$$m = \frac{P_{р/min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$m = \frac{45}{3{,}14 \cdot 7^2} = 0{,}30 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [6]:

$$x_ц = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{рi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{рi}}. \quad (1.29)$$

$$y_ц = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{рi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{рi}}, \quad (1.30)$$

где x_i, y_i - координаты центра i-го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.25) – (1.30) представим в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{рi}$, кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	x_i, м	y_i, м	R_i, мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{освi}$ град	$\alpha_{в/вi}$, град
1 Участок точного литья	189	163	27		59	322	14	309	51	0
2 Цех термообработки фрез	1089	1058	31		182	322	34	350	10	0
3 Цех обработки токами высокой частоты	558	540	18		267	321	25	348	12	0
4 Цех термообработки метчиков	526	494	32		351	318	24	338	22	0
5 Наладочный участок	169	130	39		461	318	13	277	83	0
6 Сварочный участок	177	143	34		72	240	14	291	69	0
7 Склад готовой продукции	56	24	31		186	224	8	158	202	0
8 Цех метчиков	957	882	75		292	198	32	332	28	0
9 Цех фрез	641	566	75		352	198	26	318	42	0
10 Гальванический цех	678	605	74		461	229	27	321	39	0
11 Цех протяжек	703	658	45		76	166	28	337	23	0
12 Кузнечно-сварочный цех	852	794	59		193	131	30	335	25	0
13 РМЦ	478	381	97		471	146	23	287	73	0
14 Инструментальный цех	511	463	48		471	103	23	326	34	0
15 Компрессорная станция	1953	177	12	1764	74	49	46	33	2	325
16 Гараж для электрокар	45	41	5		164	50	7	322	38	0
17 Центральная заводская лаборатория	92	80	12		265	50	10	312	48	0
18 Заводоуправление	58	44	14		351	51	8	274	86	0
19 Столовая	96	81	16		428	51	10	302	58	0
20 Отделение резьбошлифовки	95	84	11		510	52	10	317	43	0
Итого	9924	7406	753	1764	245	182				

Таким образом, координаты центра электрических нагрузок

$$x_{ЦЭН} = 245 \text{ м}; \ _{ЦЭН} = 182 \text{ м}.$$

В данном месте расположение главной понизительной подстанции невозможно, поэтому смещаем место расположение ГПП в сторону источника питания на площади, достаточной для размещения ГПП. Новые координаты месторасположения ГПП

$$x_{ГПП} = 108 \text{ м}; y_{ГПП} = 107 \text{ м}.$$

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты центра электрических нагрузок предприятия и местоположение ГПП.

2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электропремники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитывающимися при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

На выбор числа трансформаторов и цехов ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятии следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке типоразмеров трансформаторов до трех-четырех.

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [7], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и, без воздушной или газовой подушки, что исключение контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла; трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [8], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ, кВ·А/м^2	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_р}{F_ц}, \tag{2.1}$$

где $S_р$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2.

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \tag{2.2}$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

$к_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_т \cdot к_{з.доп}}, \tag{2.3}$$

где $N_т$ – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{\left(N_т \cdot к_{з.доп} \cdot S_{т.н}\right)^2 - P_{р.ц}^2}. \tag{2.4}$$

В общем случае мощности $Q_{1р}$ и $Q_{р.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1, проходящей через трансформатор, определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{р.ц}, \text{ если } Q_{1.р} \geq Q_{р.ц} \\ Q_{1.р}, \text{ если } Q_{1.р} < Q_{р.ц} \end{cases}. \tag{2.5}$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1р}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{р.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1, равная расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{р.ц}$.

2 Если оказывается, что мощность $Q_{1р}$ меньше нагрузки $Q_{р.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{Р.Ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{р.ц} - Q_1. \tag{2.6}$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$к_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_т \cdot S_{т.н}}; \tag{2.7}$$

$$к_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_т - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \tag{2.8}$$

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{р.ц} \cdot L \le 15000, \tag{2.9}$$

где $S_{р.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{р.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	2	3
1	1	$229 \cdot 48 = 10992$
1	2	$223 \cdot 62 = 13826$
1	3	$67 \cdot 16 = 1072$
3	4	$222 \cdot 53 = 11766$
10	5	$72 \cdot 62 = 4464$

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3
10	6	$110 \cdot 32 = 3520$
10	7	$123 \cdot 22 = 2706$
11	8	$62 \cdot 28 = 1736$
11	9	$125 \cdot 68 = 8500$

Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций, произведенный по выражениям (2.1) – (2.8) представим в таблице 2.3.

Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 11 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ мощностью 250, 400, 630 и 1000 кВ·А.

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла [3]:

$$U_{рац} = 4,34\sqrt{L + 0,016 \cdot P_{р.п}}, \quad (3.1)$$

где $P_{р.п}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

$L = 2,5$ – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [9]

$$P_{р.п.} = К_{ом}\left[\sum_{i=1}^{m} P_{рi}^{(3)} + \sum_{i=1}^{M} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{L} \Delta P_{Ti}\right] + \sum_{i=1}^{n} P_{р.освi}, \quad (3.2)$$

где $К_{ом}$ - коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^{m} P_{рi}^{(3)}$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^{M} k_{иаi} \cdot p_{номi}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^{L} \Delta P_{Ti}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^{n} P_{р.освi}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $К_{ом}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m-число ТП, питающихся от ГПП, M-число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $К_{ИА}$ и приводится в [4].

Число присоединений n = m + M =13+4 =17; $К_{ИА}$ = 0,60, тогда $К_{ОМ}$ = 0,90.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п.} = 0,90 \cdot (7406 + 2016 + 95) + 812 = 9378 \text{ кВт}.$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2,5 + 0,016 \cdot 9378} = 54 \text{ кВ}.$$

Предприятие имеет возможность получать питание от районной подстанции с существующими классами напряжений: 10 и 35 кВ. Так как $U_{рац}$ = 54 >> 10 кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 10 и 35 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 35 кВ.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

$$S_{р.п} = \sqrt{P_{р.п.}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, определяется по формуле

$$Q_{эс} = P_{р.п.} \cdot tg\varphi_{норм}, \quad (3.4)$$

где $tg\varphi_{норм} = 0,5$ – нормируемый $tg\varphi$ для данного уровня напряжения;

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07\sqrt{P_{р.п.}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (3.5)$$

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п}}{n \cdot к_{з.н.}}; \quad (3.6)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$к_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме [9].

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{з.н.} = \frac{S_{р.п.}}{n \cdot S_{н.т.}}. \quad (3.7)$$

Расчеты по выражениям (3.2) – (3.7) представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}$, кВ	$S_{р.п}$, кВА	$Q_{эс}$, квар	$\Delta Q_{тГПП}$, квар	$S_{т.расч.}$, кВА	$S_{т.прин.}$, кВА	$k_{з.н.}$
35	9859	3751	707	6162	6300	0,78

Загрузка трансформаторов ГПП в нормальном режиме получилась несколько больше 0,7, но ввиду наличия на предприятии потребителей 3-й категории, которые в послеаварийном режиме можно временно отключить, мы сможем обеспечить перегрузку оставшегося в работе трансформатора в допустимых пределах. Состав потребителей 3-й категории, временно отключаемых при перегрузке трансформатора, представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Состав потребителей 3-й категории

Наименование цеха	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	Аппараты отключения № ячейки
5 Наладочный участок	169	144	222	8, 19 (РПН-4)
6 Сварочный участок	177	136	223	8, 19 (РПН-2)
7 Склад готовой продукции	56	38	67	8, 19 (РПН-3)
13 РМЦ	478	377	609	9
16 Гараж для электрокар	45	43	62	7, 18 (РПН-8)
19 Столовая	96	55	110	11, 14 (РПН-6)
20 Отделение резьбошлифовки	95	78	123	11, 14 (РПН-7)
Итого	1117	870	1416	

По выражениям (3.1) – (3.7) с учётом данных, представленных в таблице 3.3, коэффициент загрузки трансформаторов в случае отключения потребителей 3-й категории составит 0,69.

Таким образом, принимаем трансформатор ТМН-6300/35/10, технические характеристики которого представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 –Технические характеристики трансформаторов

$S_т$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
6,3	35	10	46,5	5,6	7,5	0,3

Трансформатор ТМН-6300/35/10 оснащён устройством регулирования напряжения под нагрузкой, необходимым для нормальной работы электроприёмников, чтобы напряжение не отклонялось от заданного уровня больше допустимых пределов.

Переключение ступеней РПН производится дистанционно со щита управления, а также может производиться автоматически под действием реле напряжения. Кроме того, предусматривается возможность ручного управления при помощи рычажной рукоятки в случае неисправности моторного привода или отсутствия электропитания.

Регулирование напряжения в трансформаторах под нагрузкой производится на стороне высшего напряжения в пределах ±16% от номинального напряжения с шагом ответвлений по 1,75%.

Выбор ответвлений осуществляется следующим образом.

Определяем потери напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_т = \frac{r_т \cdot P_{р.п} + x_т \cdot Q_{эс}}{U_{ном}}. \quad (3.8)$$

Активное и реактивное сопротивление трансформатора

$$r_т = 2 \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2_{н.т}}, \quad (3.9)$$

$$x_т = 2 \cdot \frac{U_{кз} \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (3.10)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 3.2);

$S_{н.т}$ – полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А(таблица 3.2);

$I_{хх}$ – ток холостого хода трансформатора, % (таблица 3.2);

$U_к$ – напряжение короткого замыкания, % (таблица 3.2);

$U_{ном} = 110$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определяем расчетное число ответвлений

$$n_{отв.р} = \frac{\Delta U_т}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (3.11)$$

Полученное значение округляем до ближайшего паспортного числа из расчета, что шаг одного ответвления составляет 1,78%, а число ответвлений трансформатора равно ± 16%.

Выбор ответвлений трансформаторов выполненный по выражениям (3.8) – (3.11) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 –Выбор ответвлений трансформаторов

$U_{ном}$, кВ	$r_т$, Ом	$x_т$, Ом	$\Delta U_т$, кВ	$n_{отв.р}$, %	$n_{отв.пасп}$, %
35	2,87	29,17	2,338	6,68	$4 \cdot 1,78 = 7,12$

Выводы по разделу три

В данном разделе выбрано напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 35 кВ, на ГПП приняты к установке два трансформатора типа ТМН-6300/35/10, оснащенные устройством регулирования напряжения под нагрузкой, позволяющим поддерживать напряжение на сборных шинах в допустимых пределах.

4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями. Ремонтную перемычку принято решение не устанавливать ввиду малой протяженности воздушной линии.

На рисунке 4.1 изобразим схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ.

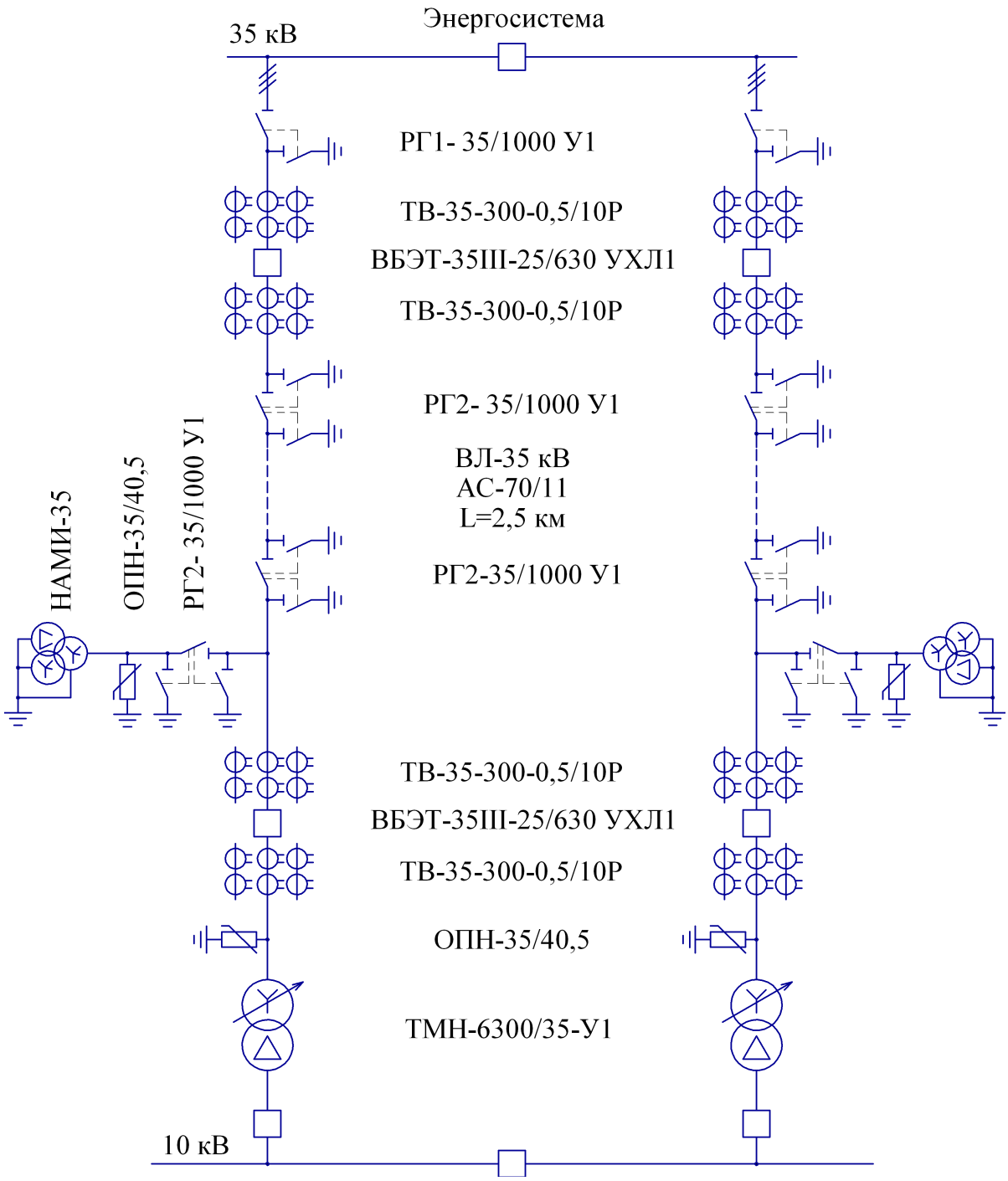

Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

4.1 Определение потерь мощности в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_т = n\left(\Delta P_{хх} + k^2_{з.н.}\Delta P_{кз}\right), \quad (4.1)$$

где $n = 2$ - число трансформаторов ГПП;

$\Delta P_{хх} = 5,6$ - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз} = 46,5$ - потери короткого замыкания, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_т = n\left(\frac{I_{хх}}{100}S_{н.т} + k^2_{з.н.}\frac{U_к}{100}S_{н.т}\right), \quad (4.2)$$

где $I_{хх} = 0,3$ - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_к = 7,5$ - напряжение короткого замыкания, %.

Результаты расчета по формулам (4.1) – (4.2) представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение потерь мощности в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_к$, %	$\Delta P_т$, кВт	$\Delta Q_т$, кВт
35	5,6	46,5	0,3	7,5	68	616

4.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{р.л.} = \sqrt{\left(P_{р.п.} + \Delta P_т\right)^2 + Q^2_{эс}}\ . \quad (4.3)$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3}\cdot 2\cdot U_{ном}}. \quad (4.4)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_п = 2\cdot I_{р.л.}. \quad (4.5)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.л.}}{j_э}. \quad (4.6)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, в нашем случае $j_э = 1{,}1$ А/мм^2 при годовом числе часов использования получасового максимума активной нагрузки $T_м = 4140$ ч/год [3, 9].

Результаты расчета по формулам (4.3) – (4.6) представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор ЛЭП

$U_{ном}$, кВ	$S_{р.п.}$, кВА	$I_{р.л.}$, А	$I_п$, А	$F_э$, мм^2	$F_{ст}$, мм^2	$I_{д.доп.}$, Ом/км	r_0, Ом/км	L, км
35	10163	84	168	76	70	265	0,43	2,5

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.2.

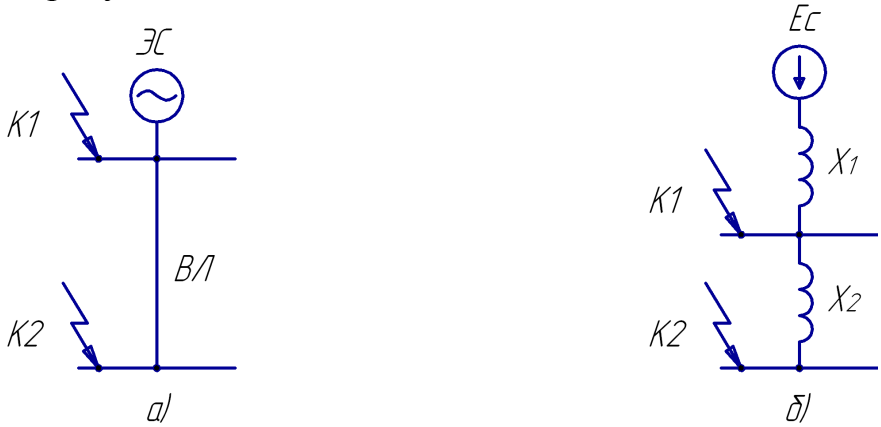

Рисунок 4.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_к}. \quad (4.7)$$

где $S_б = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$S_к = 700$ – мощность короткого замыкания, МВ·А.

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{пt1} = I_{п01} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot x_1}. \quad (4.8)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.9)$$

где $k_{уд1} = 1,72$ – ударный коэффициент [3].

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2}. \quad (4.10)$$

где $x_0 = 0,43$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$U_б = 37$ – базисное напряжение, кВ.

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{пt2} = I_{п02} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.11)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}. \quad (4.12)$$

где $k_{уд2} = 1,8$ – ударный коэффициент [3].

Результаты расчета по формулам (4.7) – (4.12) представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	$S_б$, МВА	$U_б$, кВ	$S_к$, МВА	x_1, о.е.	x_2, о.е.	I_{k1}, кА	I_{k2}, кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	700	1,43	0,79	10,9	7,0	26,6	17,9

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [3]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{ном}; \quad (4.13)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.14)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_н}{\sqrt{3} \cdot U_н}; \quad (4.15)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.16)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}, \quad (4.17)$$

$$i_у \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.18)$$

где $I_{пр.скв.}$, $i_{пр.скв.}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}; \quad (4.19)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.20)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с [3].

Расчетное время

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в}, \quad (4.21)$$

где $t_{р.з.min} = 0,01$ – минимальное время действия релейной защиты, с (рисунок 6.1);

$t_{с.в} = 0,015$ – собственное время отключения выключателя, с [10].

Завод-изготовитель [10] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ:

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{отк,ном}. \quad (4.22)$$

где $\beta_н = 0,4$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей [10].

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.23)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер} = 25$ – ток термической стойкости, кА [10];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [10].

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.24)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (4.25)$$

где $t_{р.з.} = 2,2$ – время действия МТЗ воздушной линии (рисунок 6.1), с;

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [10].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [10] выбранных выключателей по выражениям (4.13) – (4.25) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [10] ВБЭТ-35III-25/630
$U_{ном} \ge U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;
$I_{ном} \ge I_{max}$;	$I_{max} = 168,0$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;
$I_{отк.ном} \ge I_{п,\tau}$;	$I_{п,0} = 10,9$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;
$i_{а,ном} \ge i_{а,\tau}$;	$i_{а,\tau} = 4,4$ кА;	$i_{а,ном.} = 11,4$ кА;
$I_{пр.скв.} \ge I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 10,9$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \ge i_{дин.}$;	$i_у = 7,2$ кА;	$i_{дин} = 63,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \ge B_k$.	$B_k = 237,4$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ $кА^2 \cdot с$;

Разъединители выбираются, согласно условиям [3]:
– по конструкции, роду установки;
– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{ном}; \quad (4.26)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \ge I_{max}; \quad (4.27)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (4.28)$$

$$i_{у} \le i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.29)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.30)$$

где $I_{тер} = 20$ – ток термической стойкости, кА [11];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [11].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] выбранных разъединителей по выражениям (4.26) – (4.30) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [11] РГ-35/1000УХЛ1
$U_{ном} \ge U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35$ кВ;
$I_{ном} \ge I_{max}$;	$I_{max} = 168,0$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_{пр.скв.} \ge i_{дин.}$;	$i_{у} = 26,6$ кА;	$i_{дин} = 50$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \ge B_k$.	$B_k = 237,4$ кА$^2 \cdot$с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА$^2 \cdot$с;

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая мощность	
								P_2, Вт	Q_2, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
W	Цепи ВЛ	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
var	Цепи ВЛ	Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М [12]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
							Итого	3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [13]								$S_{2\Sigma} = 5,2$ ВА	
$U_{1ном} = 35$ кВ									
$S_{2,кл.тчн.0,5} = 100$ ВА			$S_{2,кл.тчн.0,5} = 100 > S_{2\Sigma}$						

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [14] ограничители перенапряжения типа ОПН-35/40,5.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор проводов воздушных линий, коммутационной и контрольно-измерительной аппаратуры для реализации схемы внешнего электроснабжения.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

5.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [15, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

При установке трансформаторов 6,3 МВА на двухтрансформатороной ГПП, согласно [15, п.6.3.3] рекомендуется выполнение РУ-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [15, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [15, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [9]).

Поскольку грунт предприятия имеет высокую коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, но нет колебаний и растягивающих усилий, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); П – полиэтиленовая оболочка.

5.2 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [9].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н}. \quad (5.1)$$

Мощность $S_{рк}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{рк}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{рк}$ – расчетная нагрузка приходящаяся на один трансформатор;

– для магистральной линии мощность $S_{рк}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии;

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм^2.

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_м$=4140 ч/год [3] экономическая плотность тока равна$j_э$=1,7 А/мм^2.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = К_п \cdot К_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.к}}{n_к}; \quad (5.3)$$

где $К_п$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [9];

$К_t$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [9];

$n_к$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}. \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (5.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки $K_з$;

$$K_з = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}}. \quad (5.6)$$

Проверку кабеля по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_к}, \quad (5.7)$$

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_р \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_н^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \ [16], \quad (5.8)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

L - длина кабельной линии, км.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.8) представлен в таблице 5.1. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля $F_т$ по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность.

Учитывая климатические условия, характеристики грунта было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях может производиться разными методами, с разными допущениями, в частности с использованием именованных или относительных единиц. В нашем проекте используется метод расчета, основанный на использовании относительных единиц, приведенных к базисным условиям [3].

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

На рисунке 6.1 представим схему для расчёта токов КЗ и карту селективности с указанием времени срабатывания максимальной токовой защиты, исходя из принятых к установке автоматических выключателей и реле, а именно: для автоматических выключателей ступень селективности равна 0,1 с, а для статических реле – 0,4 с [17].

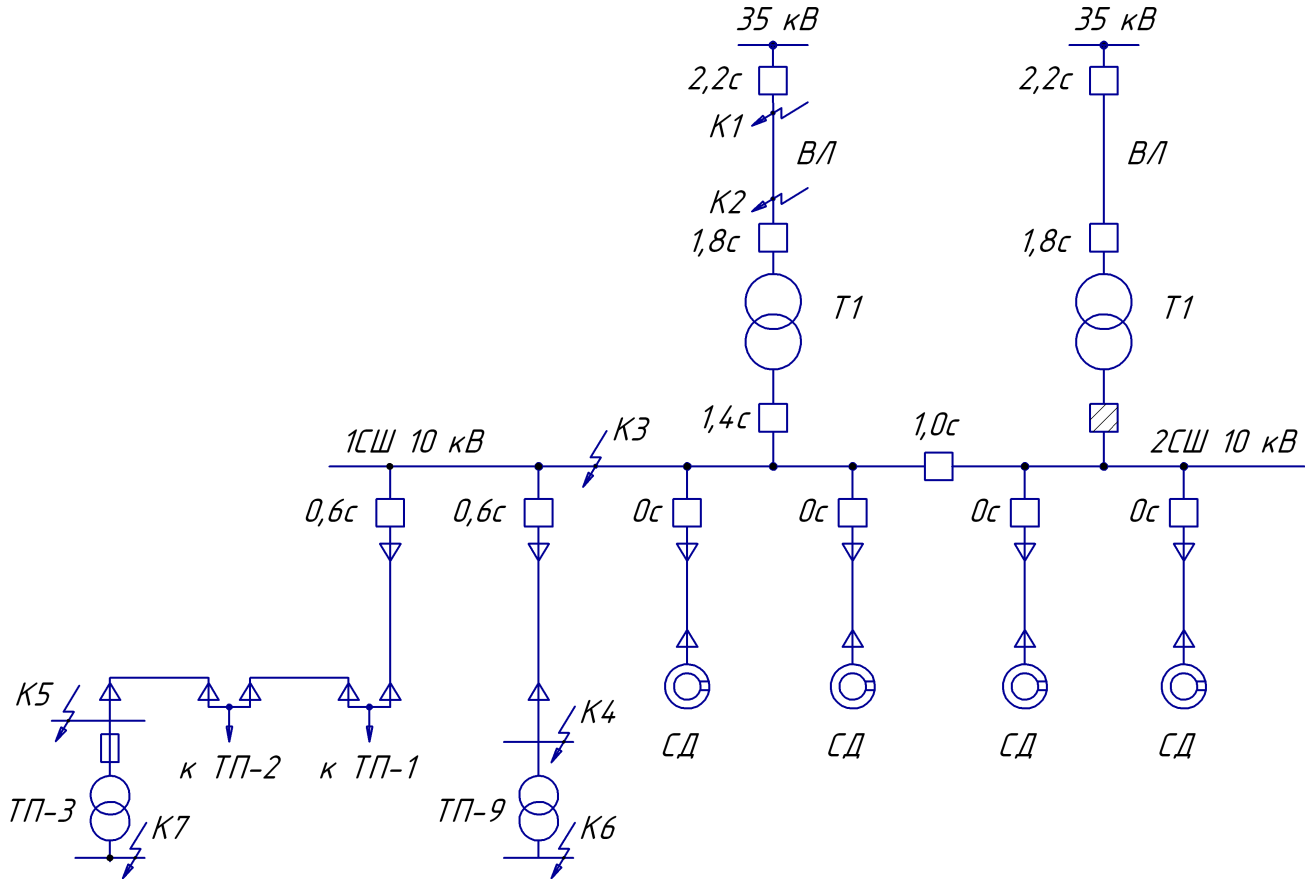

Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания и диаграмма селективности

6.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям.

При определении тока КЗ в точках K_3, K_4, K_5, K_6, K_7 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

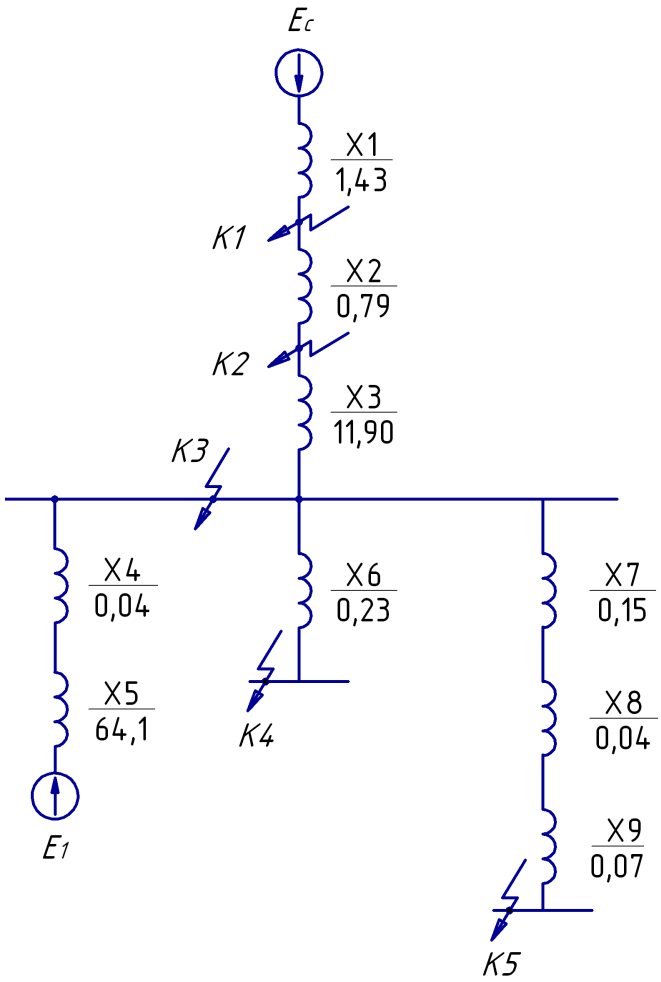

Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_б = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_c}, \qquad (6.1)$$

где $S_c = 700$ – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_л = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср1}^2}, \quad (6.2)$$

где $U_{ср1} = 37$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{вл} = 2,5$ – длина ВЛ, км;

$x_{0вл} = 0,43$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_б = 1000$ – базисная мощность, МВ·А.

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_т = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т}}, \quad (6.3)$$

где $U_k = 7,5$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{н.т} = 6300$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Сопротивление кабельной линии

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср2}^2}, \quad (6.4)$$

где $n_{кл}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0кл}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ, км;

$U_{ср2} = 10,5$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_д = \frac{1}{n_д} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_б \cdot \cos\varphi \cdot \eta}{P_д}, \quad (6.5)$$

где $I_{пуск}$ – кратность пускового тока двигателя;

$P_д$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

Результаты расчета сопротивлений, произведенные по формулам (6.1) – (6.5) представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 –Расчет параметров схемы замещения

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9
1,43	0,79	11,90	0,04	64,1	0,23	0,15	0,04	0,07

Для расчета тока короткого замыкания в точке $К_3$ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

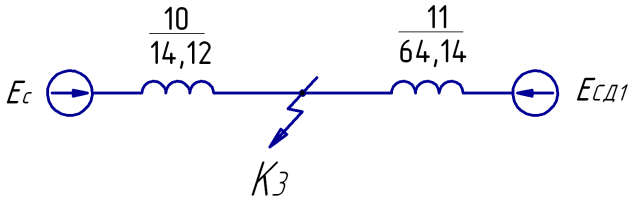

Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке $К_3$

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_{10} = x_1 + x_2 + x_3 . \quad (6.6)$$

$$x_{11} = x_4 + x_5 . \quad (6.7)$$

Базисный ток

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (6.8)$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{10}} \cdot I_б . \quad (6.9)$$

$$I_{СД} = \frac{E_1}{x_{11}} \cdot I_б . \quad (6.10)$$

Результаты расчетов по формулам (6.6) – (6.10) представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2

x_{10}	x_{11}	$I_б$,кА	I_c,кА	$I_{СД}$,кА
14,12	64,14	55,0	3,9	1,1

Начальное значение тока короткого замыкания в точке $К_3$

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{СД} . \quad (6.11)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot к_у \cdot I_k , \quad (6.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [3].

Мощность короткого замыкания в точке $К_3$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_k . \quad (6.13)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке $К_3$

$$I_{k3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{ср}} . \quad (6.14)$$

Результаты расчетов по формулам (6.11) – (6.14) представим в таблице 6.3.

Таблица 6.3

$I_{кз3}$,кА	$i_{уд3}$,кА	$S_{кз3}$,МВ·А	$I_{k3}^{(2)}$,кА
5,0	13,5	92,0	4,4

Определим токи короткого замыкания в точках $К_4$ и $К_5$.
Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 4} = x_6 + x_{10} . \quad (6.15)$$

$$x_{\Sigma 5} = x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} . \quad (6.16)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{кз4} = \frac{S_б}{x_{\Sigma 4}} . \quad (6.17)$$

$$S_{кз5} = \frac{S_б}{x_{\Sigma 5}} . \quad (6.18)$$

Трехфазный ток короткого замыкания

$$I_{k4} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} . \quad (6.19)$$

$$I_{k5} = \frac{S_{кз5}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} . \quad (6.20)$$

Ток двухфазного короткого замыкания

$$I_{k4}^{(2)} = \frac{S_{кз4}}{2 \cdot U_{ср}} . \quad (6.21)$$

$$I_{k5}^{(2)} = \frac{S_{кз5}}{2 \cdot U_{ср}}. \qquad (6.22)$$

Результаты расчетов по формулам (6.15) – (6.22) представим в таблице 6.4.

Таблица 6.4

$x_{\Sigma 4}$	$x_{\Sigma 5}$	$S_{кз4}$, МВ·А	$S_{кз5}$, МВ·А	I_{k4}, кА	I_{k5}, кА	$i_{уд4}$, кА	$i_{уд5}$, кА	$I_{k4}^{(2)}$, кА	$I_{k5}^{(2)}$, кА
14,35	14,37	69,7	69,6	3,8	3,8	8,7	8,7	3,3	3,3

6.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схемы замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точках $К_6$ и $К_7$ представлены на рисунке 6.4.

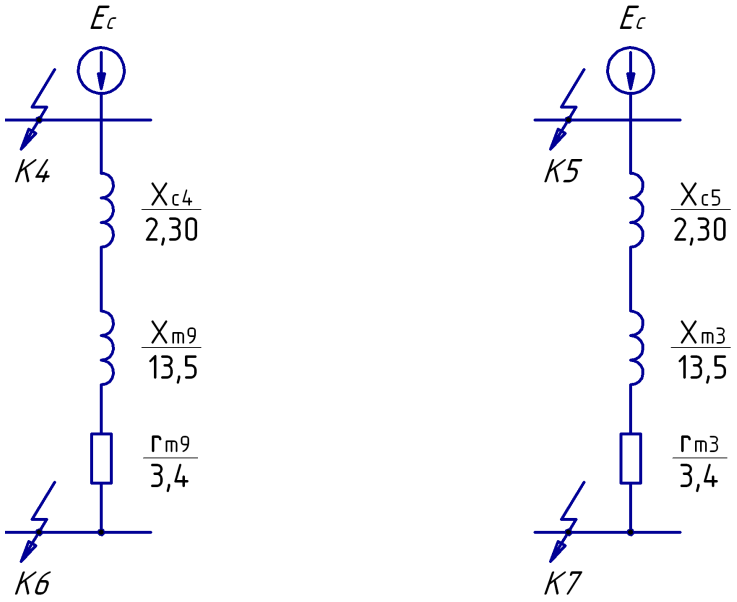

Рисунок 6.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точке $К_7$

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле

$$I_к = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}}; \qquad (6.23)$$

где r_Σ – суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ;

x_Σ –суммарное реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ.

Сопротивление энергосистемы

$$x_c = \frac{U_{ср}^2}{S_{кз}}. \quad (6.24)$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТМГ-630, приведенные к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Сопротивления трансформаторов [3]

$S_{нт}$, кВА	Схема соединения обмоток	U_k, %	Сопротивления, мОм		
			прямой последовательности		
			$r_т$	$x_т$	$z_т$
630	Д/Y_0	5,5	3,4	13,5	14,0

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma 6} = r_{т9}. \quad (6.25)$$

$$r_{\Sigma 7} = r_{т3}. \quad (6.26)$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки $К_7$

$$x_{\Sigma 6} = x_{c4} + x_{т9}. \quad (6.27)$$

$$x_{\Sigma 7} = x_{c5} + x_{т3}. \quad (6.28)$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma 6} = \sqrt{x_{\Sigma 6}^2 + r_{\Sigma 6}^2}. \quad (6.29)$$

$$z_{\Sigma 7} = \sqrt{x_{\Sigma 7}^2 + r_{\Sigma 7}^2}. \quad (6.30)$$

Ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{k6} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 6}}. \quad (6.31)$$

$$I_{k7} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 7}}. \quad (6.32)$$

Ток двухфазного короткого замыкания

$$I_{k6}^{(2)} = \frac{U_{ср}}{2 \cdot z_{\Sigma 6}}. \quad (6.33)$$

$$I_{k7}^{(2)} = \frac{U_{ср}}{2 \cdot z_{\Sigma 7}}. \quad (6.34)$$

Результаты расчетов по формулам (6.23) – (6.34) представим в таблице 6.6.

Таблица 6.6

x_{c4}, мОм	x_{c5}, мОм	$r_{\Sigma 6}$, мОм	$r_{\Sigma 7}$, мОм	$x_{\Sigma 6}$, мОм	$x_{\Sigma 7}$, мОм	$z_{\Sigma 6}$, мОм	$z_{\Sigma 7}$, мОм	I_{k6}, кА	I_{k7}, кА	$i_{уд6}$, кА	$i_{уд7}$, кА	$I_{k6}^{(2)}$, кА	$I_{k7}^{(2)}$, кА
2,30	2,30	3,4	3,4	15,80	15,80	16,16	16,16	14,3	14,3	32,3	32,3	12,4	12,4

Окончательные результаты расчета токов короткого замыкания, представим в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	$I_к^{(2)}$, кА	$I_к^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
$К_1$	37,0	9,5	10,9	23,0-26,5	606,2-700,0
$К_2$	37,0	6,1	7	15,4-17,8	388,8-449,0
$К_3$	10,5	4,4	5	11,8-13,4	79,7-92,0
$К_4$	10,5	3,3	3,8	7,5-8,6	60,4-69,7
$К_5$	10,5	3,3	3,8	7,5-8,6	60,3-69,6
$К_6$	0,4	12,4	14,3	28,0-32,4	8,6-9,9
$К_7$	0,4	12,4	14,3	28,0-32,4	8,6-9,9

Выводы по разделу шесть

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах промышленных предприятий, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции с обмоткой высокого напряжения 10 кВ. Эти ТП запитываются от шин 10 кВ главной понизительной-подстанции по радиальным или магистральным схемам. Однако, в некоторых случаях, при малой мощности потребителей в цехе планируется установка низковольтного распределительного пункта, с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Традиционно принято оценивать целесообразность такой схемы на основе выражения (2.9), но данное соотношение было установлено достаточно давно. Чтобы установить актуальность выражения (2.9) для выбора источников питания, устанавливаемых в цехах, проведем технико-экономическое сравнение вариантов схем питания цеха, для которого величина произведения расчетной мощности и расстояния до источника питания максимальная по данным таблицы 2.2, а именно:

I вариант – установка трансформаторных подстанций ТП-1 и установка вновь вводимой трансформаторной подстанции ТП-12 (рисунок 7.1);

II вариант – установка РПН-2 с запиткой от ТП-1 (рисунок 7.2).

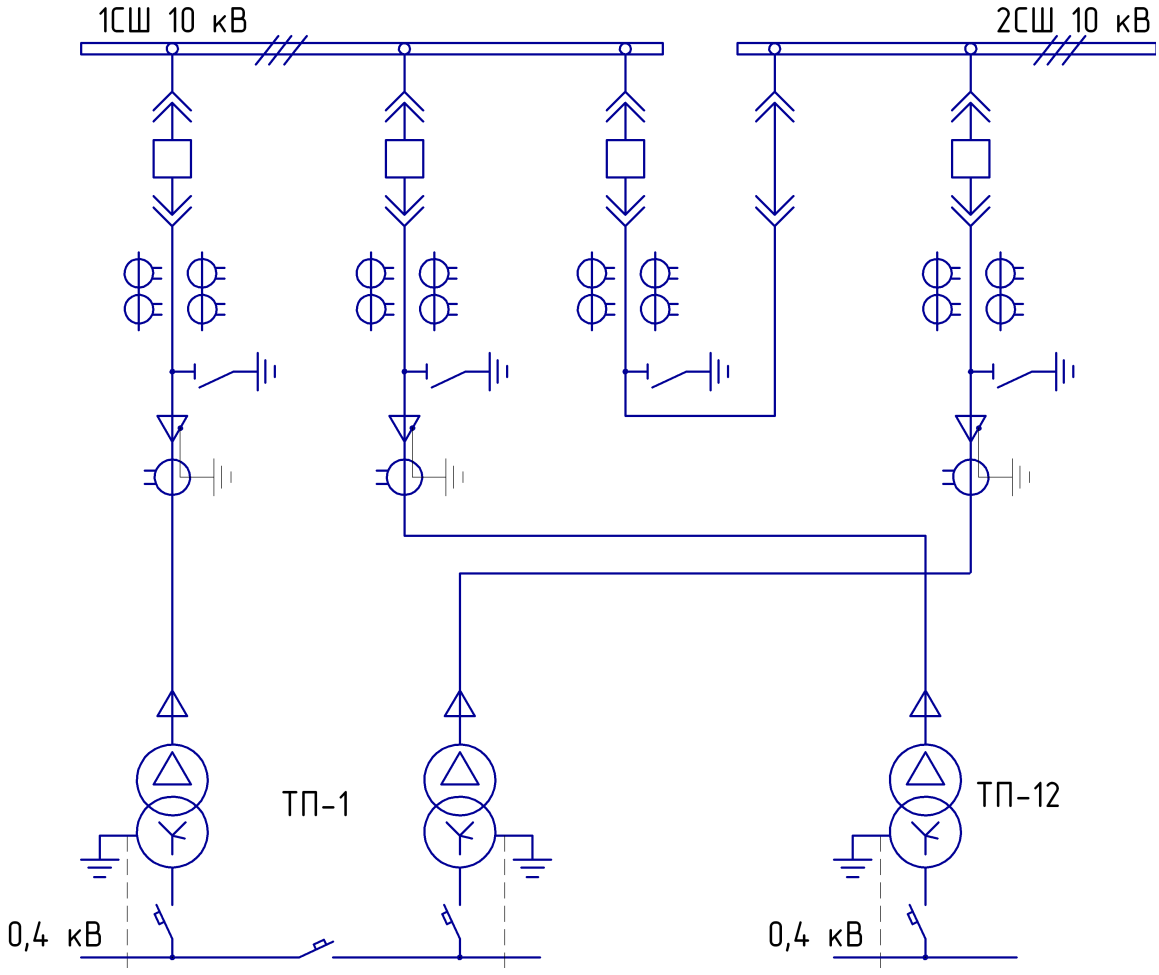

Рисунок 7.1 – Схема принципиальная для варианта I

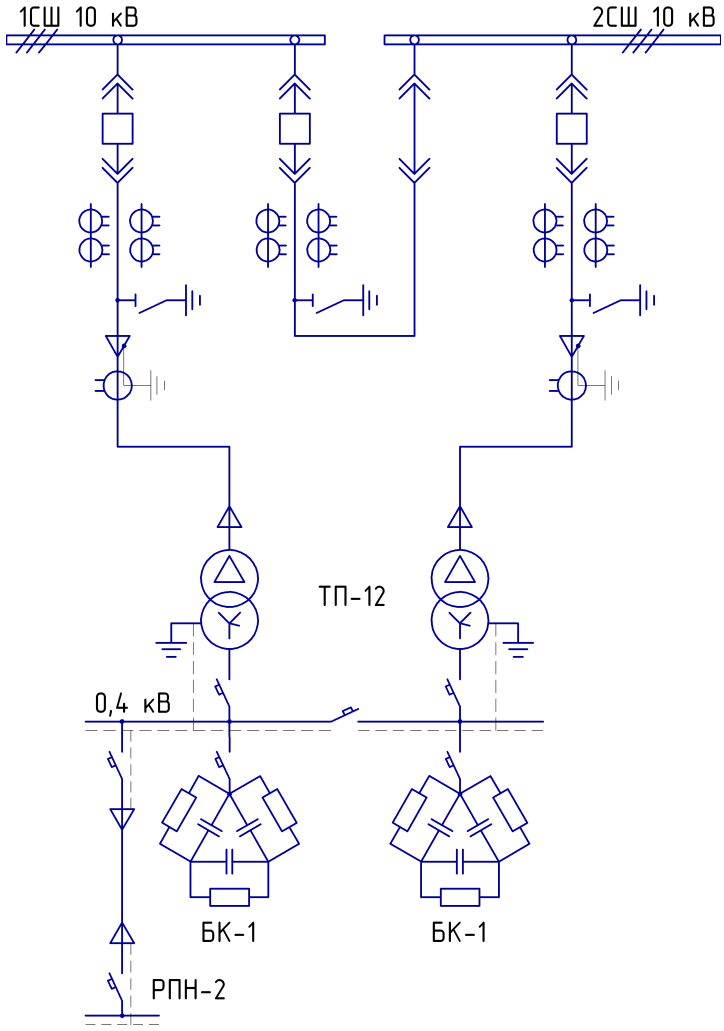

Рисунок 7.2 – Схема принципиальная для варианта II

7.1 Выбор трансформаторов цеховых ТП

Выбор трансформаторов ТП-1 и ТП-12 для варианта I, проведенный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Выбор трансформаторных подстанций

Наименование цеха	Категория надежности	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВт	$S_р$, кВА	$F_ц$, м^2	σ, кВА/м^2	$S_{э.т.}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
2 Цех термообработки фрез	2	1089	665	1276	1610	0,79	2500
1 Участок точного литья	2	189	130	229	1403	0,16	630
7 Склад готовой продукции	3	56	38	67	3471	0,02	250
Итого по ТП-1		1334	833	1572	1610	0,79	2500
6 Сварочный участок	3	177	136	223	2380	0,09	630
Итого по ТП-12		177	136	223	2380	0,09	630

Продолжение таблицы 7.1

Наименование цеха	Номер ТП	$S_{н.т.min}$, кВА	$S_{н.т.прин}$, кВА	$N_{тр}$ в ТП	$N_{ТП}$	$k_{з.т.доп}$	$Q_{1р}$, вар	Q_1, вар	$Q_{ку}$ вар	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.п/ав}$
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2 Цех термообработки фрез	ТП-1	838	1000	2	1	0,8	884	833	0	0,79	1,40
6 Сварочный участок	ТП-12	177	136	1	1	0,9	139	136	0	0,90	-

7.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_т = n\left(\Delta P_{хх} + k^2_{з.н.}\Delta P_{кз}\right); \quad (7.1)$$

где $n = 2$ - число трансформаторов ТП;

$\Delta P_{хх}$ - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_т = n\left(\frac{I_{хх}}{100}S_{н.т} + k^2_{з.н.}\frac{U_к}{100}S_{н.т}\right), \quad (7.2)$$

где $I_{хх}$ - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_к$ - напряжение короткого замыкания, %.

Потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta A_т = n\left(\Delta P_{хх}\cdot T_г + k^2_{з.н}\cdot\Delta P_{кз}\cdot\tau\right), \quad (7.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год .

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10^4}\right)^2\cdot 8760,$$

где $T_м$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [3];

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{4140}{10^4}\right)^2\cdot 8760 = 2536\ \frac{ч}{год}.$$

Результаты расчетов по выражениям (7.1) – (7.3) представим в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Номер ТП	$S_{н.т.}$, кВА	$k_{з.н}$	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$i_{хх.}$, %	$U_к$, %	$\Delta A_т$, $\frac{кВт \cdot ч}{год}$
ТП-1 (вариант I)	1000	0,79	1,4	10,8	0,6	5,5	61134
ТП-1 (вариант II)	1000	0,80	1,4	10,8	0,6	5,5	62433
ТП-12	250	0,90	0,5	4,2	1,2	4,5	13570

7.3 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{р.л.} = \frac{\sqrt{\left(P_р + \Delta P_Т\right)^2 + \left(Q_р + \Delta Q_Т\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}}. \quad (7.4)$$

Ток в послеаварийном режиме для двухтрансформаторной ТП

$$I_п = 2 \cdot I_{р.л.}. \quad (7.5)$$

Сечение кабелей находим по экономической плотности тока [9]

$$F_э = \frac{I_{р.л.}}{j_э}. \quad (7.6)$$

После чего необходимо проверить выбранный кабель по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.7)$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с;

C=90 – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, А·с$^{1/2}$/мм^2 [18, табл.8].

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot \left(t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a\right), \quad (7.8)$$

где $t_{р.з.} = 0,6$ – время действия максимальной токовой защиты КЛ, с (рисунок 6.1);

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [19];

$T_а = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

Потери активной энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta A_л = n \cdot \left(3 \cdot I^2_{р.л.} \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau\right), \quad (7.9)$$

где L - расстояние источника питания до ТП, км.

Результаты расчета по формулам (7.4) – (7.9) представим в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Номер ТП	$I_{р.л.}$, А	$I_п$, А	$F_э$, мм^2	$F_{т.с}$, мм^2	$F_{ст}$, мм^2	Тип кабеля	$I_{доп}$, А	r_0, Ом/км	L, км	$\Delta A_л$, кВт·ч/год
ГПП-ТП1 (вариант I)	47	94	28	50	50	АПвП-10 (3х50)	135	0,77	0,135	3499
ГПП-ТП12	13	-	8	50	50	АПвП-10 (3х50)	135	0,77	0,104	101
ГПП-ТП1 (вариант II)	48	96	28	50	50	АПвП-10 (3х50)	135	0,77	0,135	3564
ТП1-РПН2	322	-	-	-	70	2хААШв-1 (4х70)	400	0,55	0,062	26951

7.4 Выбор комплектного электрооборудования

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-104М. Конструктивной особенностью данных шкафов является размещение сборных шин в нижней части шкафов, а линейного отсека над ними. Такая компоновка позволяет оператору удобно работать с любым аппаратом, расположенным в линейном отсеке (измерительными трансформаторами тока, заземляющими разъединителями), а также удобно разделывать и обслуживать силовые кабели [20].

Ячейки К-104М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВЭ-10, трансформаторами тока ТЛК-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-104М представлены в таблице 7.4 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП4 (вариант I).

Таблица 7.4 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП1

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 94,0$ А	$I_{ном} = 630,0$ А
$i_{дин} \geq i_у$	$i_у = 13,5$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 19,8$ кА$^2 \cdot$с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА$^2 \cdot$с

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для варианта I, так и для варианта II.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного электрического тока в сетях электроснабжения цехов предприятия.

Для установки в цехах предприятия будем принимать КТП производства Березовского завода подстанция [21]. Данные КТП комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ мощностью 1000 кВА.

При радиальном соединении КТП используется схема с глухим вводом. Шкаф глухого ввода снабжен устройством стыковки с боковым фланцем трансформатора и узлом крепления вводного кабеля.

В качестве РПН-2 принимаем распределительное устройство, укомплектованное щитами ЩО70-1-24У3 [22].

Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. На передней стороне ЩО расположены измерительные приборы и ручки управления коммутационными аппаратами. Сборные шины ЩО-70 закрыты защитным кожухом, исключающим случайное прикосновение оперативного персонала к токоведущим частям электроустановки.

7.5 Определение технико-экономических показателей

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [3]

$$З = \sum_{i}^{n} E_i \cdot k_i + C_э ; \qquad (7.10)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

k_i - сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых электроприемников;

$C_э$ - стоимость годовых потерь электроэнергии.

$$E_i = E_н + E_{ai} + E_{oi} , \qquad (7.11)$$

где $E_н = 0{,}12$ - нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{ai} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_э = \left(\Delta A_т + \Delta A_л\right) \cdot C_0' ; \qquad (7.12)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0' = \delta\left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_М}{\tau} + \beta\right), \qquad (7.13)$$

где $\delta = 1,05$ – поправочный коэффициент,

$\alpha = 1208,56$ – основная ставка тарифа за 2016 г, руб/кВт·мес [23, 24];

$\beta = 1,348$ –стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016 г, руб/кВт·ч [23, 24];

$К_м$ = 1 – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия.

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (7.11) – (7.13) с учетом стоимости оборудования взятого из [20, 21, 25] для варианта I и варианта II сведем в таблицы 7.5 и 7.6 соответственно.

Таблица 7.5 – Технико-экономические показатели варианта I

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i, тыс.руб	E_i, 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔА кВт/год	$С_э$, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	3,000	670,0	2010,0	0,193	388			
Комплектная трансформаторная подстанция ТП-1 2КТП-1000/10/0,4	шт	1,000	550,0	550,0	0,193	106	61134	453,1	
Комплектная трансформаторная подстанция ТП-12 КТП-1000/10/0,4	шт	1,000	250,0	250,0	0,193	48	13570	100,6	
Прокладка двух-цепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП1 АПвП-10 (3х50)	км	0,135	585,9	158,2	0,152	24	3499	25,9	
Прокладка одно-цепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП12 АПвП-10 (3х50)	км	0,104	412,9	85,9	0,152	13	101	0,8	
Всего по варианту				3054,1		579	78304	580,4	1159,8

Таблица 7.6 – Технико-экономические показатели варианта II

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i, тыс.руб	E_i, 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВт/год	$C_э$, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	2,000	670,0	1340,0	0,193	259			
Комплектная трансформаторная подстанция ТП-1 2КТП-1000/10/0,4	шт	1,000	550,0	550,0	0,193	106	62433	462,8	
Панель распределительная ЩО70-1-24У3	шт	1,000	38,0	38,0	0,193	7			
Прокладка двухцепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП1 АПвП-10 (3х50)	км	0,135	585,9	158,2	0,152	24	3564	26,4	
Прокладка двухцепной кабельной линии в траншее ТП1-РПН2 ААШв-1 (4х70)	км	0,062	235,2	29,2	0,152	4	26951	199,8	
Батарея конденсаторов БК-1 КРМ-0,4-225-25У3	шт	2,000	88,4	176,8	0,193	34			
Всего по варианту				2292,2		435	92948	689,0	1123,7

7.6 Выбор оптимального варианта

Для выбора наилучшего варианта схемы электроснабжения цеха сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов (таблица 7.7).

Таблица 7.7 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год	Потери электроэнергии ΔA, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб/год
I вариант	3054,1	579	78304	580,4	1159,8
II вариант	2292,2	435	92948	689,0	1123,7

Приведённые затраты во втором варианте меньше, чем в первом на:

$$\frac{1159,8-1123,7}{1159,8}\cdot 100\% = 3,12\%.$$

Ввиду достаточно малой разницы в приведенных затратах, принимаем вариант с установкой трансформаторной подстанции, так как в этом случае появляется запас для перспективного развития производственных мощностей и снижаются потери электроэнергии в питающих кабельных линиях 10 кВ.

Выводы по разделу семь

Путем технико-экономического сравнения вариантов установлена технико-экономическая целесообразность установки цеховой трансформаторной подстанции ТП-12 в сравнении с установкой низковольтного распределительного пункта РПН-2, с запиткой от рядом расположенной цеховой трансформаторной подстанции ТП-2.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}}. \quad (8.1)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А}.$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot \left(t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a\right), \quad (8.2)$$

где $t_{р.з.} = 1,4$ – время действия МТЗ трансформатора ГПП (рисунок 6.1), с;

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [19];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

$$B_k = 5,0^2 \cdot \left(1,4 + 0,06 + 0,12\right) = 40,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (8.1) – (8.2) и каталожные данные ячеек КРУ [20] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [20]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 509,2$ А	$I_{ном} = 630,0$ А
$i_д \geq i_у$	$i_у = 13,5$ кА	$i_д = 81,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 40,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 8.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/630 У3 [19].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [19] ВВЭ-10-20/630 У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 509,2$ А	$I_{ном} = 630,0$ А
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 5,0$ кА	$I_{ном.отк} = 20,0$ кА
$i_{ном} \geq i_{а,\tau}$	$i_{а,\tau} = 2,0$ кА	$i_{а,ном.} = 14,0$ кА;
$I_{дин.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 5,0$ кА	$I_{дин.} = 20,0$ кА
$i_{дин} \geq i_{у}$	$i_{у} = 13,5$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 40,1$ кА$^2 \cdot$с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200$ кА$^2 \cdot$с

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-600-0,5/10Р-У3 [26]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [26] ТЛК-10-600-0,5/10Р-У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 509,2$ А	$I_{ном} = 600$ А
$i_{д} \geq i_{у}$	$i_{у} = 13,5$ кА	$i_{у} = 81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 40,1$ кА$^2 \cdot$с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА$^2 \cdot$с

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 8.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 8.4).

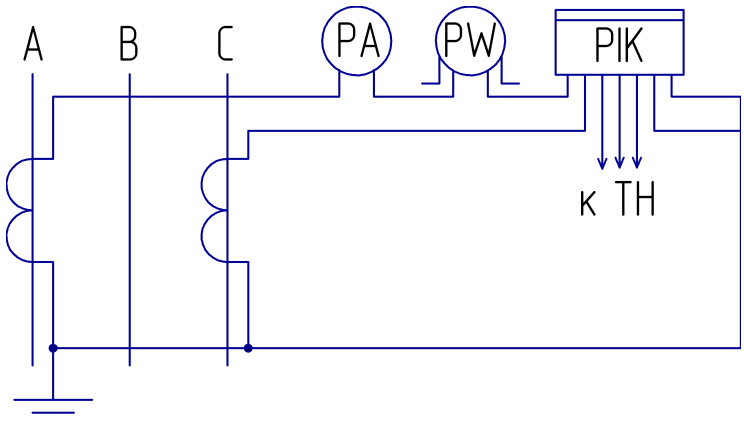

Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}. \quad (8.3)$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к, \quad (8.4)$$

где $r_к$ - сопротивление контактов, Ом;

$z_{2ном}$ - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пр}}. \quad (8.5)$$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке, выполненная по выражениям (8.3) – (8.5) представлена в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке

$S_{приб}$, ВА	I_2, А	$r_{приб}$, Ом	$z_{2ном}$, Ом	$r_к$, Ом	$r_{пр}$, Ом	$L_{расч}$, м	$q_{расч}$, мм^2
1,1	5	0,04	0,4	0,1	0,26	40	0,8

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм^2.

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{ном}$, кВ	I_{max}, А	$I_{п,0}$, кА	$i_у$, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10	183,8	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП8	10	119,4	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП - ТП5	10	96,0	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10	55,2	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - ТП9	10	34,1	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП10	10	58,1	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - ТП11	10	24,1	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - СД1	10	36,4	5,0	13,5	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [20, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (8.6)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3и втычной разъединитель.

Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 8.2.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2ном} \geq S_{нагр}; \quad (8.7)$$

где $S_{нагр}$ - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

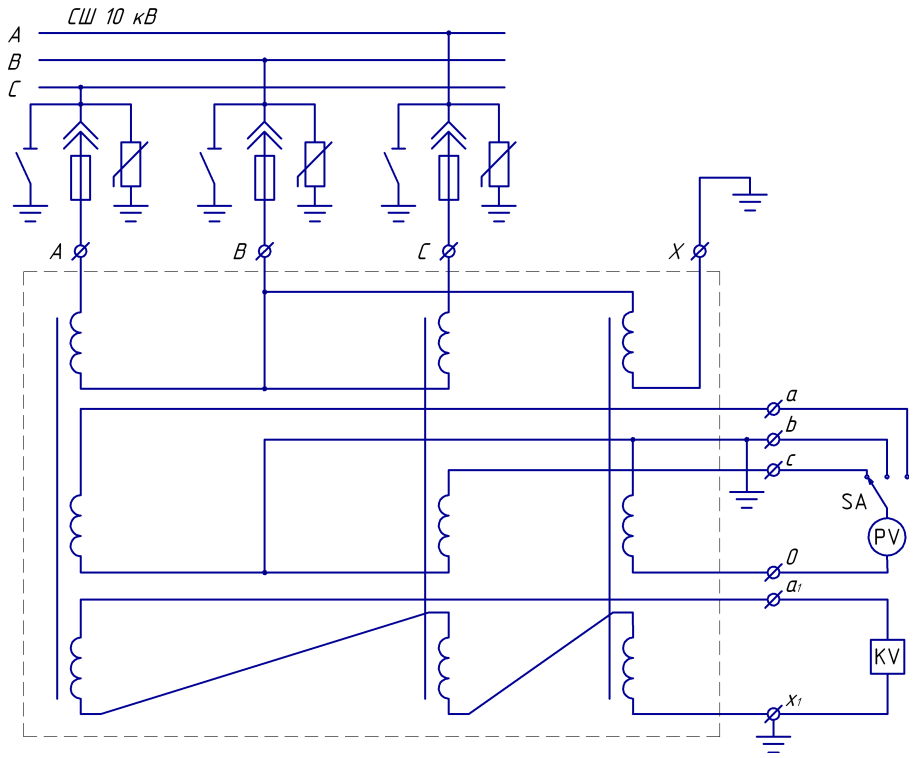

Рисунок 8.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [27]

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (8.6) – (8.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.7

Таблица 8.7 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P_2, Вт	Q_2, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-

Продолжение таблицы 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	12	18	24
							Итого	25	24
НАМИ-10У2 [27]		Трехфазный трансформатор напряжения						$S_{2\Sigma} = 35$ ВА	
$U_{ном} = 10$ кВ									
$S_{2,кл.тчн.0,5} = 75$ ВА		$S_{2ном} = 75 > S_{2\Sigma}$							

8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [28].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-1, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [28] представлены в таблицах 8.8 и 8.9 соответственно.

Таблица 8.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [28] ВНР-10/400У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 80,8$ А	$I_{ном} = 400,0$ А
$i_{дин} \geq i_{у}$	$i_{у} = 13,5$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 19,8$ кА$^2 \cdot$с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА$^2 \cdot$с

Таблица 8.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [28] ПКТ103-10-100-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 80,8$ А	$I_{ном} = 100$ А
$I_{ном.отк} \geq I_{к}$	$I_{к} = 5,0$ кА	$I_{ном.отк} = 20$ кА

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{ном}$, кВ	I_{max}, А	$I_{отк.}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	80,8	5,0	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-2	10	32,3	5,0	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10	50,9	5,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10	50,9	5,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	50,9	5,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	50,9	5,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	50,9	5,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3

8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛ3 [29].

Выбор токопровода представим в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Выбор токопровода

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [29]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 509,2$ А	$I_{ном} = 1600,0$ А
$i_д \geq i_у$	$i_у = 13,5$ кА	$i_д = 81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 19,8$ кА$^2 \cdot$с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 2977,0$ кА$^2 \cdot$с

8.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Для расчета всех характерных термических сечений кабелей на рисунке 6.1 представлена карта селективности.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.8)$$

где С=90 – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$ [18, табл.8];

$B_К$ – тепловой импульс тока КЗ, кА$^2 \cdot$с.

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot \left(t_{р.з} + t_{о.в} + T_a\right), \quad (8.9)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия максимальной токовой защиты КЛ, с (рисунок 6.1);

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [19];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражениям (8.8) – (8.9) представим в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_к$, кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a, с	B_k, $кА^2 \cdot с$	C, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, $мм^2$
ГПП – ТП	5,0	0,6	0,06	0,12	19,8	90	49
ГПП – СД	5,0	0,0	0,06	0,12	4,6	90	25

В таблице 8.13 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.13 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $мм^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $мм^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ТП1 - ТП2	27	50	АПвП-10 (3х50)
ТП2 - ТП3	15	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП8	35	50	АПвП-10 (3х50)
ТП8 - ТП4	18	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП5	28	50	АПвП-10 (3х50)
ТП5 - ТП6	14	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП7	16	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП9	20	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП10	17	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - ТП11	7	50	АПвП-10 (3х50)
ГПП - СД1	16	25	АПвП-10 (3х25)

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система

оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 35 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{н.т.}^{ГПП}.$$

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot 6300 = 6,3 \text{ кВ·А}.$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСГЛ-10/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5.

8.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [30]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 8.14.

Таблица 8.14 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж}$, А	$I_к$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	2020	14,3	32,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
ТП-2	Вводной	808	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	404	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-3	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-4	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-5	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3

Продолжение таблицы 8.14

1	2	3	4	5	6
ТП-6	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-7	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-8	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	14,3	32,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-9	Вводной	1272	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
ТП-10	Вводной	2020	14,3	32,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	14,3	32,3	Э16В-1600УХЛ3
ТП-11	Вводной	504	14,3	32,3	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	252	14,3	32,3	Э25В-2500УХЛ3

8.10 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников ремонтно-механического цеха

Выбор сечения кабеля 0,4 кВ производим по нагреву расчетным током

$$I_р \le I_{д.доп}. \quad (8.10)$$

Трехфазный расчетный ток определяется выражением

$$I_р = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}, \quad (8.11)$$

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

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

В качестве аппарата защиты для электроприемников ремонтно-механического цеха от коротких замыканий и перегрузок принимаем автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей производится по условиям:

– соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети

$$U_{ном.в} \ge U_{ном.с}; \quad (8.12)$$

– соответствие номинального тока автоматического выключателя расчетному току защищаемой цепи

$$I_{ном.в} \ge I_р; \quad (8.13)$$

– проверка по условиям стойкости при коротком замыкании

$$I_{откл} \geq I_к^{(3)}; \quad (8.14)$$

где $I_{откл}$ – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем, кА;

$I_к^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

Выбор питающих кабелей и автоматических выключателей для электроприемников ремонтно-механического цеха, произведенный по условиям (8.10) – (8.14) представим в таблице 8.16.

Таблица 8.16 – Выбор кабелей и автоматических выключателей

Наименование	$I_р$, А	$I_к^{(3)}$, кА	Кабель		Автомат		
			Тип	$I_{дд}$, А	Тип	$I_{ном.в}$, А	$I_{откл}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-1							
1 Трансформатора сварочный	25,3	12,4	ВВГнг-LS (3х4)	35	ВА04-31Про	32	50
2 Агрегат сварочно-зарядный	6,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
3 Выпрямитель сварочный	60,6	12,4	ВВГнг-LS (4х16)	75	ВА04-31Про	63	50
4 Машина контактной сварки	217,8	12,4	ВВГнг-LS (3х120)	260	ВА50-39ПроН	250	50
5 Машина стыковой сварки	244,4	12,4	ВВГнг-LS (3х120)	260	ВА50-39ПроН	250	50
6 Подвесной наждак	2,0	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-2							
7 Электропечь сопротивления	45,6	12,4	ВВГнг-LS (4х10)	55	ВА04-31Про	50	50
8 Электропечь индукционная	30,4	12,4	ВВГнг-LS (4х4)	35	ВА04-31Про	32	50
9 Вентилятор	13,5	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-3							
10 Кран-балка	6,4	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
11 Станок вертикально-сверлильный	23,4	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
12 Станок настольно-сверлильный	1,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
13 Станок вертикально-долбежный	12,2	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
14 Станок токарно-винторезный	9,1	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
15 Станок широкоуниверсальный	16,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50

Продолжение таблицы 8.16

1	2	3	4	5	6	7	8
16 Станок копировально-универсальный	8,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
17 Станок горизонтально-фрезерный	12,2	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
18 Станок плоскошлифовальный	11,5	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
19 Станок настольно-сверлильный	1,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
20 Станок токарно-карусельный	76,2	12,4	ВВГнг-LS (4х25)	95	ВА04-31Про	80	50
21 Станок резьбошлифовальный	21,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
22 Нижницы гильотинные	5,1	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-4							
23 Станок кругло-шлифовальный	29,4	12,4	ВВГнг-LS (4х4)	35	ВА04-31Про	32	50
24 Станок поперечно-строгальный	6,9	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
25 Станок токарно-винторезный	22,2	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
26 Станок горизонтально-фрезерный	16,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
27 Станок вертикально-сверлильный	15,4	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
28 Станок вертикально-фрезерный	16,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
29 Станок вертикально-сверлильный	1,9	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
30 Станок зубофрезерный	25,3	12,4	ВВГнг-LS (4х4)	35	ВА04-31Про	32	50
31 Станок настольно-сверлильный	1,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
32 Полуавтомат отрезной	21,1	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
33 Ножовка механическая	5,8	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
34 Пресс-ножницы	16,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
35 Кран-балка	6,4	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-5							
36 Станок универсально-фрезерный	22,2	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
37 Станок токарно-карусельный	69,5	12,4	ВВГнг-LS (4х25)	95	ВА04-31Про	80	50
38 Станок токарно-винторезный	41,3	12,4	ВВГнг-LS (4х10)	55	ВА04-31Про	50	50

Продолжение таблицы 8.16

1	2	3	4	5	6	7	8
39 Станок резьбо-шлифовальный	21,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
40 Станок плоско-шлифовальный	26,3	12,4	ВВГнг-LS (4х4)	35	ВА04-31Про	32	50
41 Станок обдироч-но-шлифовальный	4,9	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
42 Станок настоль-но-сверлильный	1,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
43 Станок токарно-винторезный	18,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
44 Станок верти-кально-фрезерный	16,7	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
45 Станок верти-кально-сверлильный	5,1	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
46 Вентилятор	2,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-6							
47 Ультразвуковой генератор	36,1	12,4	ВВГнг-LS (4х6)	42	ВА04-31Про	40	50
48 Шкаф сушиль-ный	10,8	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
49 Ванна промывки	49,5	12,4	ВВГнг-LS (4х10)	55	ВА04-31Про	50	50
50 Ванна ультразву-ковой очистки	20,6	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
51 Кондиционер	18,0	12,4	ВВГнг-LS (4х2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
52 Станок профиле-шлифовальный	9,5	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
53 Станок коорди-натно-расточной	55,5	12,4	ВВГнг-LS (4х16)	75	ВА04-31Про	63	50
54 Вентилятор	2,7	12,4	ВВГнг-LS (4х1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ТП-9							
ТП9 – ШР1	393,3	12,4	2хВВГнг-LS (4х95)	440	ВА50-39ПроН	400	50
ТП9 – ШР2	347,7	12,4	2хВВГнг-LS (4х95)	440	ВА50-39ПроН	400	50
ТП9 – ШР3	96,3	12,4	ВВГнг-LS (4х35)	120	ВА04-35Про	100	50
ТП9 – ШР4	102,2	12,4	ВВГнг-LS (4х50)	145	ВА04-35Про	125	50
ТП9 – ШР5	100,2	12,4	ВВГнг-LS (4х50)	145	ВА04-35Про	125	50
ТП9 – ШР6	193,6	12,4	ВВГнг-LS (4х95)	220	ВА50-39ПроН	200	50

Однолинейная принципиальная схема с указанием коммутационных, контрольно-измерительных аппаратов, а также кабельных линий представлена на листе 4 графической части.

Выводы по разделу восемь

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Эта индуктивная нагрузка в процессе работы является источником реактивной мощности, которая совершает колебательные движения между нагрузкой и источником и не связана с выполнением полезной работы, а расходуется на создание электромагнитных полей и создает дополнительную нагрузку на силовые линии питания. Таким образом, наличие реактивной мощности является неблагоприятным фактором электрической сети предприятия, что приводит к:

– дополнительным потерям в кабельных и воздушным линиям,

– снижению пропускной способности распределительной сети,

– отклонению напряжения сети от номинальных значений.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия. Эту функцию выполняют устройства компенсации реактивной мощности.

В общем случае определения мощности компенсирующих устройств промышленного предприятия является оптимизационной задачей, целью которой является нахождение оптимальных реактивных мощностей этих устройств, соответствующей минимуму суммарных затрат, складывающихся из затрат на генерацию реактивной мощности и затрат на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленные потерями активной мощности [2].

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

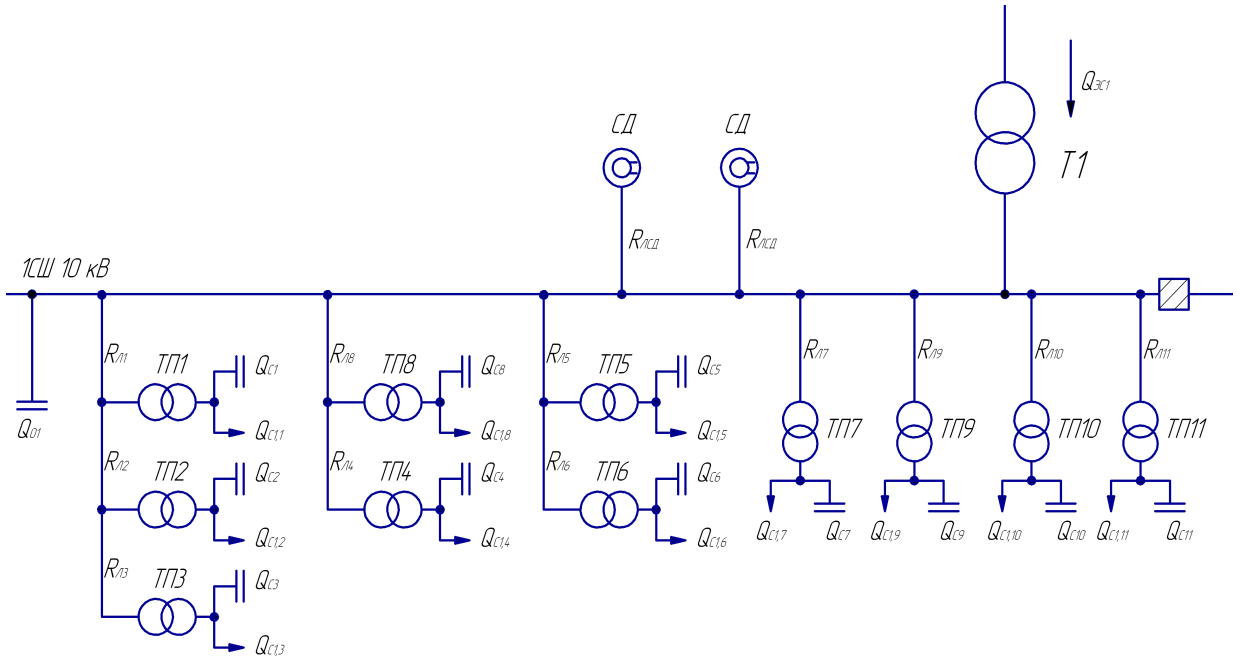

Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_т = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (9.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт (таблица 2.3);

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА (таблица 2.3).

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_л = r_{0л} \cdot L. \quad (9.2)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (9.1) – (9.2) для остальных ТП и линий, представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВ·А	Q_{1i}, квар	$\Delta Q_{ті}$, квар	$R_{ті}$, Ом	$R_{лі}$, Ом
ТП-1	1000	264	41	1,08	0,07
ТП-2	400	156	16	3,69	0,02
ТП-3	630	262	20	1,91	0,04
ТП-4	630	159	26	1,91	0,04
ТП-5	630	261	19	1,91	0,17
ТП-6	630	198	17	1,91	0,03
ТП-7	630	297	22	1,91	0,02
ТП-8	630	269	26	1,91	0,05
ТП-9	630	304	32	1,91	0,15
ТП-10	630	299	24	1,91	0,14
ТП-11	250	116	10	6,72	0,03
Итого		2586	253		

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{эс}$).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – поправочный коэффициент,

α=1208,56·12=14502,72 руб/ кВт·год–основная ставка тарифа за 2016 г [23, 24],

β=1,3396 руб/кВт·ч–стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016 г [23, 24];

$\tau = 2536$ – время использования максимальных потерь, ч/год,

$K_М = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_м$ активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,05 \cdot (14502,72 \cdot 1 + 1,3396 \cdot 2536) = 18794 \ \frac{руб}{кВт}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$З_{1Г.КН} = Е \cdot К_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН},$$

где $Е = 0,223$ - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$К_{БКН} = 12000$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов, руб/Мвар (цены указаны за 1986 г.);

$\Delta P_{БКН} = 4$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{изм} = 75,96$ - индекс изменения сметной стоимости [31].

Тогда

$$З_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 18794 \cdot 4 = 278445 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$З_{1Г.КВ} = З_{10} = Е \cdot К_{БКВ} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ},$$

где $К_{БКВ} = 6000$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов, руб/Мвар (цены указаны за 1986 г.);

$\Delta P_{БКВ} = 2$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$З_{1Г.КВ} = З_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 18794 \cdot 2 = 139222 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	$U_н$, кВ	$P_{Д.ном.i}$, МВт	$Q_{Д.ном.i}$, Мвар	N_i, шт	n_i, об/мин	$Д_{1i}$, кВт	$Д_{2i}$, кВт
СД	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	2,02	3,25

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{СД.мi} = \alpha_м \cdot N_i \cdot \sqrt{P^2_{СД.ном.i} + Q^2_{СД.ном.i}}. \quad (9.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$З_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{Д_{1i}}{Q_{СД.н.i}}, \quad (9.4)$$

$$З_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{Д_{2i}}{N_i \cdot Q^2_{СД.н.i}}, \quad (9.5)$$

где $Д_{1i}$, $Д_{2i}$ - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{СДi} = \frac{З_{10} - З_{1Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДi}}, \quad (9.6)$$

$$R_{э.СДi} = \frac{R_{л.СДi}}{N_1} + \frac{З_{2Г.СДi}}{a \cdot C_0}. \quad (9.7)$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.7) сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{СД.мi}$, Мвар	$З_{1Г.СДi}$, руб/Мвар	$З_{2Г.СДi}$, руб/Мвар^2	$R_{э.СДi}$, Ом	$Q_{сдi}$, Мвар
СД	1,67	118639	149125	0,83	0,07
Итого	1,67				0,07

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{э1} = r_1 = R_{л1} + R_{т1}. \quad (9.8)$$

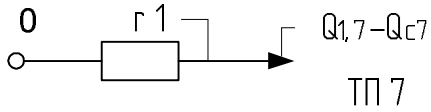

Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-8 и ТП-4, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется формулой

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (9.9)$$

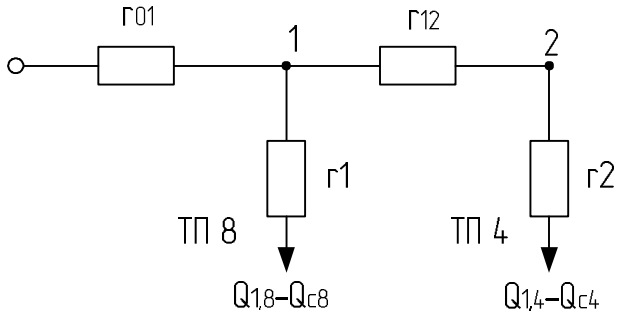

Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}}\right) r_1 . \tag{9.10}$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}}\right) \cdot \left(r_{12} + r_2\right). \tag{9.11}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = З_{10}$):

$$Q_{c1} = Q_{1i} + \Delta Q_{тi} + \frac{z}{R_{эi}}, \tag{9.12}$$

$$z = \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \tag{9.13}$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.13) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci}, Мвар		$Q_{куi}$, квар	$Q_{куi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [32]	$Q_{стi}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	1,22	-0,039	0,000	221	221	КРМ-0,4-175-25 У3	225
ТП-2	4,23	0,073	0,073	84	158	КРМ-0,4-200-25 У3	150
ТП-3	2,25	0,097	0,097	0	97	КРМ-0,4-300-50 У3	100
ТП-4	2,06	-0,019	0,000	241	241	КРМ-0,4-600-100 У3	250
ТП-5	2,26	0,095	0,095	0	95	КРМ-0,4-600-100 У3	100
ТП-6	2,30	0,034	0,034	0	34	КРМ-0,4-600-100 У3	40

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-7	1,93	0,102	0,102	0	102	КРМ-0,4-200-50 У3	100
ТП-8	2,02	0,088	0,088	90	178	КРМ-0,4-250-50 У3	175
ТП-9	2,07	0,134	0,134	72	206	КРМ-0,4-250-50 У3	200
ТП-10	2,06	0,120	0,120	0	120	КРМ-0,4-250-50 У3	125
ТП-11	6,75	0,064	0,064	4	69	КРМ-0,4-350-50 У3	65
Итого	-	-	0,807	713	1520	-	1530

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \frac{1}{2}Q_{р.п} - \sum_{i=1}^{n} Q_{ст.нi} - \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{СДi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}. \quad (9.14)$$

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot tg\varphi_{норм};$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{СД.м},$$

где $tg\varphi_{норм}$ – нормируемый $tg\varphi$ для данного уровня напряжения, задаваемый энергосистемой;

$k_{н.р.} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q_{эс} = 9378 \cdot 0,4 = 3751 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{СД.м} = \alpha_м \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P^2_{СД.ном} + Q^2_{СД.ном}},$$

где $\alpha_м$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{СД.м} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 1670 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{р.п} = К_{ом}\left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{M1} Q^{III}_{рi} + \sum_{i=1}^{L} \Delta Q_{Ti}\right) + \sum Q_{р.осв.}.$$

$$Q_{р.п} = 0,90 \cdot (5992 + 475) + 246 = 6066 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{эс} = 6066 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1670 = 4691 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{эс} = Q'_{эс} = 3751 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$tg\varphi_э = \frac{Q_{эс}}{P_{р.п}}.$$

$$tg\varphi_э = \frac{3751}{9378} = 0,40.$$

Необходимую мощность ВБК, приходящуюся на один трансформатор ГПП, определим по формуле (9.14)

$$Q_0 = \frac{1}{2} \cdot 6066 - 1530 - \frac{120}{2} - \frac{3751}{2} = -433 < 0 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_o Q' + \sum_{i=1} \frac{З_{1Г.КНi}}{R_{эi}} + \sum_{i=1} \frac{З_{1Г.СДi}}{R_{э.СДi}}}{\sum_{i=1} \frac{1}{R_{эi}} + \sum_{i=1} \frac{1}{R_{э.СДi}}}, \qquad (9.15)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$З_{1Г.КНi}$, $З_{1Г.СДi}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГПП, мощности, которых оказались больше нуля.

$$Q' = 0,5 \cdot 6066 - 0,5 \cdot 3751 = 1158 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 15958 \cdot 1{,}158 + \left(\frac{267101}{1{,}22} + \ldots + \frac{267101}{6{,}75} \right) + \frac{100738}{0{,}83}}{\left(\frac{1}{1{,}22} + \ldots + \frac{1}{6{,}75} \right) + \frac{1}{0{,}83}} = 101425 \ \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Пересчитаем реактивные мощности источников, подключенных к СШ ГПП

$$Q_{СД} = \frac{\lambda - З_{1Г.СД}}{2 \cdot a \cdot C_o \cdot R_{э.СД}}, \qquad (9.16)$$

Расчеты, выполненные по формулам (9.15) – (9.16) для синхронных двигателей, представим в таблице 9.5.

Таблица 9.5

Наименование	$Q_{СД.мi}$, Мвар	$З_{1Г.СДi}$, руб/Мвар	$З_{2Г.СДi}$, руб/Мвар^2	$R_{э.СДi}$, Ом	$Q_{сдi}$, Мвар
СД	1,67	100738	126623	0,83	0,00
Итого	1,67				0,00

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{c1} = Q_{1i} + \Delta Q_{ті} + \frac{z_1}{R_{эі}}. \qquad (9.17)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - З_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \qquad (9.18)$$

Результаты расчета по формулам (9.17) – (9.18) для низковольтных БК сводим в таблицу 9.6.

Таблица 9.6 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	$R_{эі}$, Ом	$Q_{сі}(\lambda)$, Мвар		$Q_{куі}$, квар	$Q_{куі} + Q_{сі}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сті}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	1,22	-0,122	0,000	221	221	КРМ-0,4-225-25	225
ТП-2	4,23	0,049	0,049	84	134	КРМ-0,4-150-25	150
ТП-3	2,25	0,052	0,052	0	52	КРМ-0,4-50-5	50
ТП-4	2,06	-0,068	0,000	241	241	КРМ-0,4-250-25	250
ТП-5	2,26	0,050	0,050	0	50	КРМ-0,4-50-5	50
ТП-6	2,30	-0,010	0,000	0	0	-	-
ТП-7	1,93	0,050	0,050	0	50	КРМ-0,4-50-5	50

Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-8	2,02	0,038	0,038	90	128	КРМ-0,4-125-25	125
ТП-9	2,07	0,085	0,085	72	157	КРМ-0,4-150-25	150
ТП-10	2,06	0,071	0,071	0	71	КРМ-0,4-75-25	75
ТП-11	6,75	0,049	0,049	4	54	КРМ-0,4-50-5	50
Итого	-	-	0,443	713	1156		1175

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП.

Реактивная мощность, потребляемая на шинах ГПП

$$Q_{р1} = \frac{1}{2} Q_{р.п}.$$

$$Q_{р1} = \frac{1}{2} \cdot 6066 = 3033 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, генерируемая на шинах ГПП

$$Q_{г1} = \sum_{i=1}^{m} Q_{ст.н.i} + \frac{\sum_{j=1}^{n} Q_{сдj}}{2} + \frac{Q_{эс}}{2}.$$

$$Q_{г1} = 1175 + 0 + \frac{3751}{2} = 3051 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$tg\varphi_{Р} = \frac{Q_{р1} - \sum_{i=1}^{m} Q_{ст.н.i} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{сдi}}{0,5 \cdot P_{р}}.$$

$$tg\varphi_{Р} = \frac{3033 - 1175 - 0}{0,5 \cdot 9378} = 0,39.$$

Выводы по разделу девять

С целью поддержания требуемых уровней напряжения и снижения потерь в узлах электрической сети предприятия, потребление реактивной мощности обеспечивается мощностью, генерируемой компенсирующими устройствами, для этого в данном разделе выбраны высоковольтные батареи конденсаторов, устанавливаемые на шинах главной понизительной подстанции, а также низковольтные компенсирующие устройства, подключаемые к шинам 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в питающей сети и вызывает понижение напряжения в СЭС.

При значительном снижении напряжения на зажимах электродвигателя происходит выбег, то есть снижение частоты его вращения. При восстановлении напряжения в сети происходит его самозапуск, то есть восстановление частоты вращения. Во время выбега сопротивление двигателя уменьшается. Чем дольше длится бестоковая пауза, тем ближе ток самозапуска к пусковому значению тока, превышающему номинальный ток двигателя в 5 раз.

Самозапуск двигателя можно считать успешным, если напряжение на шинах и частота вращения двигателя восстановились за время, в течении которого технологический процесс ещё не нарушен и нагрев двигателя не вышел за допустимые пределы. Успешность запуска оценивается по минимальному допустимому напряжению в момент восстановления питания, при котором вращающий момент двигателя достаточен для самозапуска.

Самозапуск синхронных двигателей имеет особенности, обусловленные действием системы возбуждения. На их выбеге автоматические регуляторы и форсировка возбуждения поддерживают ток возбуждения на максимальном уровне и поэтому на выводах двигателей и на сборных шинах, к которым они подключены, долго удерживается напряжение. Для устранения возникающей задержки применяют отключение тока возбуждения в момент резкого понижения или исчезновения напряжения в контролируемой точке. Это позволяет снизить токи пуска и ресинхронизации в процессе самозапуска синхронных двигателей.

Самозапуск синхронного двигателя, как и пуск, производят в два этапа: сначала без возбуждения при замкнутой на сопротивление гашения обмотке возбуждения, затем при достижении частотой вращения подсинхронного значения включают возбуждение и происходит автоматическая самосинхронизация.

При запуске двигателя допускают следующие понижения напряжения [33]:

– на шинах питающих подстанций до 80% номинального напряжения при питании чисто силовой резкопеременной нагрузки напряжением 10 кВ;

– на шинах цеховых подстанций при редком пуске подключенных к ним двигателей (1 раз в смену) до 75% номинального напряжения.

Расчёт напряжения на зажимах синхронных двигателей, подключенных к сборным шинам ГПП, выполняется по схеме замещения, представленной на рисунке 10.1.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

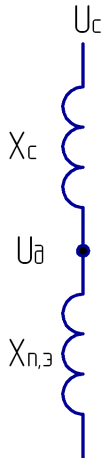

Рисунок 10.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_д = U_с \cdot \frac{x_{пэ}}{x_с + x_{пэ}}, \quad (10.1)$$

где $U_с$ – напряжение питающей сети, кВ;

$x_{п.э}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

$x_с$ – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пэ} = \frac{S_б \cdot U^2_{ном}}{S_{п.э} \cdot U^2_б}, \quad (10.2)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$ –суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{\left(\sum P_н\right)^2 + \left(\sum S_п + \sum Q_н\right)^2}; \quad (10.3)$$

где $P_н$ – активная мощность нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт;

$S_п$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_н$ – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot К_{п}}{\cos\varphi_{н} \cdot \eta_{н}}; \quad (10.4)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

$К_{п}$ – кратность пускового тока ЭД.

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.4) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

$S_{б}$, МВА	$U_{б}$, кВ	$К_{п}$, о.е.	$S_{п}$, кВА	$P_{н}$, кВт	$Q_{н.}$, квар	$S_{п.э.}$, МВА	$x_{п.э}$, Ом	$x_{с}$, Ом	$U_{д}$, кВ	$\Delta U_{\%}$, %
1000	10,5	5	5000	5020	3257	9,67	103,5	14,12	9,24	12,0

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [33], значит, как видно из таблицы 10.1, провал напряжения при пуске двигателей находится в рамках допустимых значений.

Кроме провалов напряжения, качество электроэнергии на предприятии характеризуется таким показателем как отклонение напряжения. Допустимые отклонения напряжения нормируются ГОСТ32144-2013 [16].

Превышение допустимых значений отклонений напряжения может привести к срыву технологического процесса, снижение надежности и срока службы оборудования.

Определение отклонений напряжения производится по формуле [3]

$$\Delta U = \frac{P_{р} \cdot r_{0} \cdot L + Q_{р} \cdot x_{0} \cdot L}{n_{k} \cdot U_{н}^{2}} \cdot 100\% \le \Delta U_{доп} = 5\% \ [16], \quad (10.5)$$

где $P_{р}$, $Q_{р}$, – расчетные мощности нагрузки, передаваемой по кабельной линии (таблица 5.1);

r_{0} и x_{0} – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

n_{k} – число кабельных линий;

L – длина кабельной линии, км;

$U_{н}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Для качественной оценки отклонений напряжения на предприятии целесообразно произвести расчет по формуле (10.5) для самой удаленной цеховой трансформаторной подстанции и максимально приближенной ТП к главной понизительной подстанции предприятия из условия равенства сечений рассматриваемых кабельных линий, а результаты данного расчета представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Расчет отклонений напряжения

ТП	$P_р$, кВт	Q_1, квар	r_0, Ом / км	x_0, Ом / км	L, км	ΔU, %
ТП-5	668	495	0,77	0,13	0,226	0,26
ТП-7	356	319	0,77	0,13	0,028	0,05

Расчет отклонений напряжения, представленный в таблице 10.2, показывает, что напряжение питаний самых удаленных и максимально приближенных цеховых трансформаторных подстанций соответствует требованиям стандарта [16].

Выводы по разделу десять

Расчеты, произведенные в данном разделе, показывают, что провалы напряжения при пуске двигателей и отклонения напряжения не превышают нормируемых значений.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности жизнедеятельности рассмотрим на примере ремонтно-механического цеха. Общая площадь ремонтно-механического цеха составляет 7200 м^2. Каркас здания и колонны – железобетонные. Для въезда и выезда предназначены двухстворчатые ворота.

Цех оснащен станочным парком, имеющим в своем структурном подразделении токарные, фрезерные, шлифовальные, строгальные и сверлильные станки, предназначенные для обработки металлических заготовок и деталей. Для распределения электрической энергии в цехе установлены распределительные щиты и шинопроводы, получающие питание от цеховой однотрансформаторной подстанции ТП-9 10/0,4 кВ с трансформатором 630 кВА.

11.1 Обеспечение электробезопасности в электроустановках

К техническим способам и средствам защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям относятся [9, 34]:

– защитные оболочки. Для предотвращения случайного прикосновения используют сплошные ограждения в виде крышек (присоединительные зажимы электродвигателей), кожухов (у электрических аппаратов, шинопроводов);

– защитные ограждения (сетчатые ограждения в распределительных устройствах);

– безопасное расположение токоведущих частей;

– сверхнизкое напряжение: не более 50 В переменного и 120 В постоянного тока, применяемое для питания ручного электрифицированного инструмента; местного освещения на станках;

– предупредительная сигнализация (травмоопасные элементы оборудования выделяют чередующимися (под углом 45° к горизонтали) полосами желтого и черного цвета; на станках в красный цвет окрашивают обратные стороны дверец, ниш для электрооборудования, а также поверхности схода стружки);

– механическое запирание приводов включения электроустановок (в РУ-0,4 кВ для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения выключателей нагрузки, их ручные приводы заперты на механический замок).

Для безопасного проведения работ выполняются следующие организационные мероприятия [35]:

– назначение лиц, ответственных за безопасное проведение работ;

– выдача наряда или распоряжения (имеет разовый характер; срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей). Согласно [35] выдавать наряды (распоряжения) должны работники из числа административно-технического персонала, при этом они должны иметь соответствующую группу по электробезопасности: V - в электроустановках напряжением выше 1000 В, IV - в электроустановках напряжением до 1000 В;

– выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск,

– подготовка рабочего места и допуск,

– надзор при выполнении работ,

– перевод бригады на другое рабочее место,

– оформление перерывов в работе и ее окончания.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения (вывод в ремонт вводного автоматического выключателя РУ-0,4кВ), должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия, работниками, из числа электротехнического персонала:

– проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры,

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения током,

– установлено заземление (установлены переносные заземления),

– ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях соответствующие плакаты.

11.2 Обеспечение безопасных условий труда при эксплуатации электроустановок

Все средства электрозащиты в электроустановках, используемые в ремонтном цехе должны удовлетворять требованиям стандартов и технических регламентов. Средства защиты используются как инвентарные, в помещениях электроустановок, а также могут выдаваться для индивидуального пользования.

При работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током [35], номенклатура и количество которых выбраны в проекте согласно Инструкции [36] и представлены в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Нормы комплектования защитными средствами

Наименование	Ед.изм.	Количество	
		До 1 кВ	10 кВ
Изолирующие клещи	шт.	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2	
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям	
Защитные очки	шт.	1	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2шт.
Штанга изолирующая	шт.	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2
Диэлектрические боты	пара		1
Временные ограждения	шт.		не менее 2
Предупредительные плакаты	шт.		по местным условиям
Противогаз	шт.		2
Каска		не менее 2	не менее 2

11.3 Молниезащита для здания ремонтно-механического цеха

Для ремонтно-механического цеха, относящегося к обычным объектам, согласно [37], последствия удара молнии проявляются в следующем:

– отказ электроустановок;

– пожар;

– повреждение имущества

– повреждение предметов, расположенных в месте удара молнии или задетых ее каналом.

Комплексная система молниезащиты состоит из двух основных функциональных частей – внешней и внутренней молниезащиты.

Назначение внешней молниезащиты – защита от прямого удара молнии с последующей канализацией энергии разряда в землю.

В её состав входят:

– молниеприёмники – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для приема разряда молнии;

– токоотводы – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для отвода тока разряда молнии от молниеприёмников к заземляющему устройству;

– заземляющее устройство – часть внешней молниезащиты, канализирующая энергию молнии в землю для последующего её безопасного распределения.

Основное назначение внутренней молниезащиты – это защита электронного оборудования и электропроводки от импульса перенапряжения, который возникает не только при прямом, но, что более вероятно, при удаленном (до 1 км) ударе.

Защита ремонтного цеха от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеотвода.

Для зданий и сооружений прямоугольной формы ожидаемое количество N поражений здания молнией в год определяется по формуле

$$N = \left((S - 6 \cdot h)(L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2\right) \cdot n \cdot 10^{-6};$$

где S = 7200 – площадь здания, м^2;

h = 8 – высота здания, м;

L = 120 – длина здания, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности в месте нахождения здания, удар/км^2·год.

Цех расположен на территории района со среднегодовой интенсивностью грозовой деятельности $D_Г$=40-60 ч/год.

Согласно [37], для среднегодовой интенсивности грозовой деятельности $D_Г$ =40-60 ч/год соответствует значение удельной плотности ударов молнии в землю равное 4 удар/км^2·год.

Ожидаемое количество поражений ТП молнией в год

$$N = \left((7200 - 6 \cdot 8)(120 + 6 \cdot 8) - 7,7 \cdot 8^2\right) \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 4,8 \ \frac{\text{удар}}{\text{год}}.$$

Молниезащиту ремонтно-механического цеха следует выполнять не ниже III уровня защиты в соответствии с требованиями [37], поэтому надёжность защиты от прямых ударов молнии равна p(t)=0,9.

На рисунке 11.1 обозначено: 1 – граница зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта h_x, 2 – граница зоны защиты на уровне установки молниеотвода.

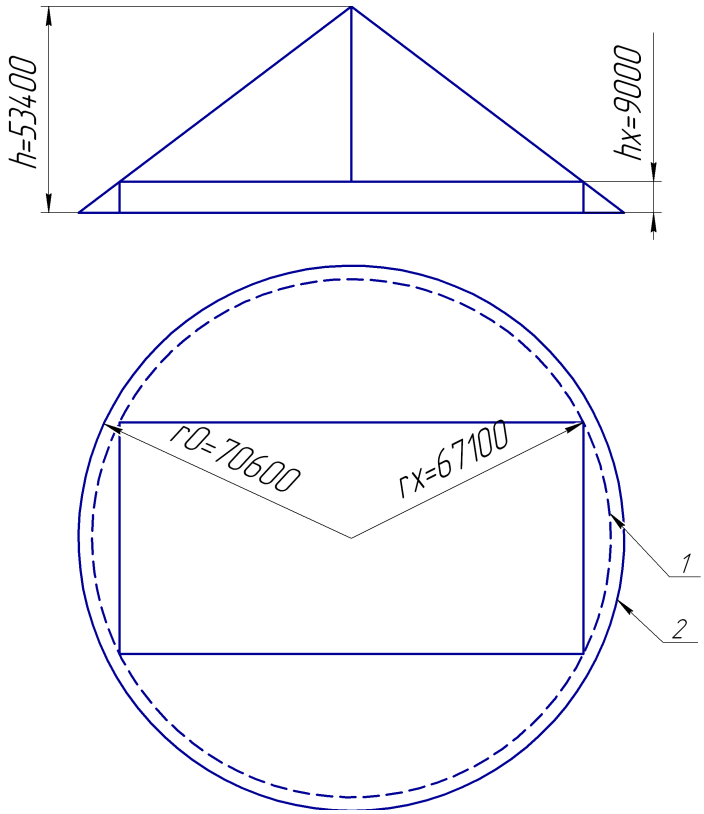

Рисунок 11.1 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Определим высоту одиночного стержневого молниеотвода [37]

$$h = \frac{(r_x + 1,63 \cdot h_x)}{1,5},$$

где r_x – радиус зоны защиты на высоте защищаемого сооружения,

h_x – высота защищаемого сооружения.

$$h = \frac{(67,1 + 1,63 \cdot 8)}{1,5} = 53,4 \text{ м}.$$

Спроектированный молниеотвод обеспечивает полную защиту ремонтного цеха от прямого удара молнии. Далее выбираем конструкцию молниеприемника, токоотвода, заземлителя. Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 мм^2 и длиной не менее 200 мм и защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской [37].

Соединение молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой, а при недопустимости огневых работ разрешается выполнение болтовых соединений с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом при обязательном ежегодном контроле последнего перед началом грозового сезона. Токоотводы, соединяющие молниеприемники всех видов с заземлителями, следует выполнять из стали.

11.4 Пожарная безопасность

Ремонтно-механический цех относится к категории В3 (так как используются горюче-смазочные материалы), согласно [38]. Конструкция цеха выполняется из несгораемых материалов (железобетон, металл).

Согласно [38], в цехе предусмотрены мероприятия по предупреждению возникновения пожара в производственных помещениях, а также быстрой его ликвидации или локализации: использование огнестойких перекрытий и обеспечение первичными средствами пожаротушения.

Для локализации очагов пожара в цехе должны быть: огнетушители ОУ-2 (углекислотные, ручные, объемом заряда 2 литра, предназначены для тушения электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением до 10 кВ, а также загораний различных веществ и материалов), ящики с песком, пожарные щиты с принадлежностями.

Первичные средства пожаротушения размещаются в легкодоступных местах и не должны быть помехой при эвакуации персонала из помещений. Запрещается использование пожарного инвентаря и других средств пожаротушения для иных нужд, кроме тушения пожаров и обучения персонала. Использованные или неисправные огнетушители должны немедленно убираться из защищаемого помещения и заменяться исправными. Запорная арматура огнетушителей пломбируется, к ней прикрепляется бирка с указанием даты зарядки и лица, её производившего. Регулярно огнетушители должны подвергаться осмотру, при котором проверяется состояние мембран, целостность пломбы и бирки [38].

Кроме того, цех оборудован двумя схемами оповещения, предусматривающим звуковое оповещение и оповещение световыми сигналами.

При тушении пожаров в электроустановках возможны также случайные прикосновения людей, осуществляющих тушение, к токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением, а также возможны аварийные режимы, при которых корпуса электроустановок могут оказаться под напряжением. В соответствии с [39] напряжение с электроустановки должно отключаться и только после этого разрешается допуск пожарных для тушения пожаров.

Разрешается тушение пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 0,4 кВ [39]. Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить только распылёнными струями воды, подаваемой из ручных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается. Тушение электрооборудования пенными огнетушителями не допускается.

При тушении электроустановок распыленными струями воды необходимо:

– работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении дополнительно применять средства индивидуальной защиты органов дыхания;

– находиться на безопасном расстоянии до электроустановок (не менее 1 м для установок до 10 кВ);

– заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля [39].

11.5 Расчет защитного заземления

Заземление осуществляется преднамеренным соединенением электроустановок с заземляющими устройствами.

Заземляющее устройство – это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники – металлические проводники, соединяющие заземленные части электроустановок с заземлителем.

Заземляющие устройства выполняются из вертикальных стержневых электродов длиной 5 м, диаметром 0,012 м, верхние концы которых соединены между собой с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4х10 мм, уложенной в земле на глубине 0,8 м.

Сопротивление заземляющего устройства сети напряжением 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом [9]. Тип заземляющего устройства выбираем контурный, размещенный вокруг здания (рисунок 11.2).

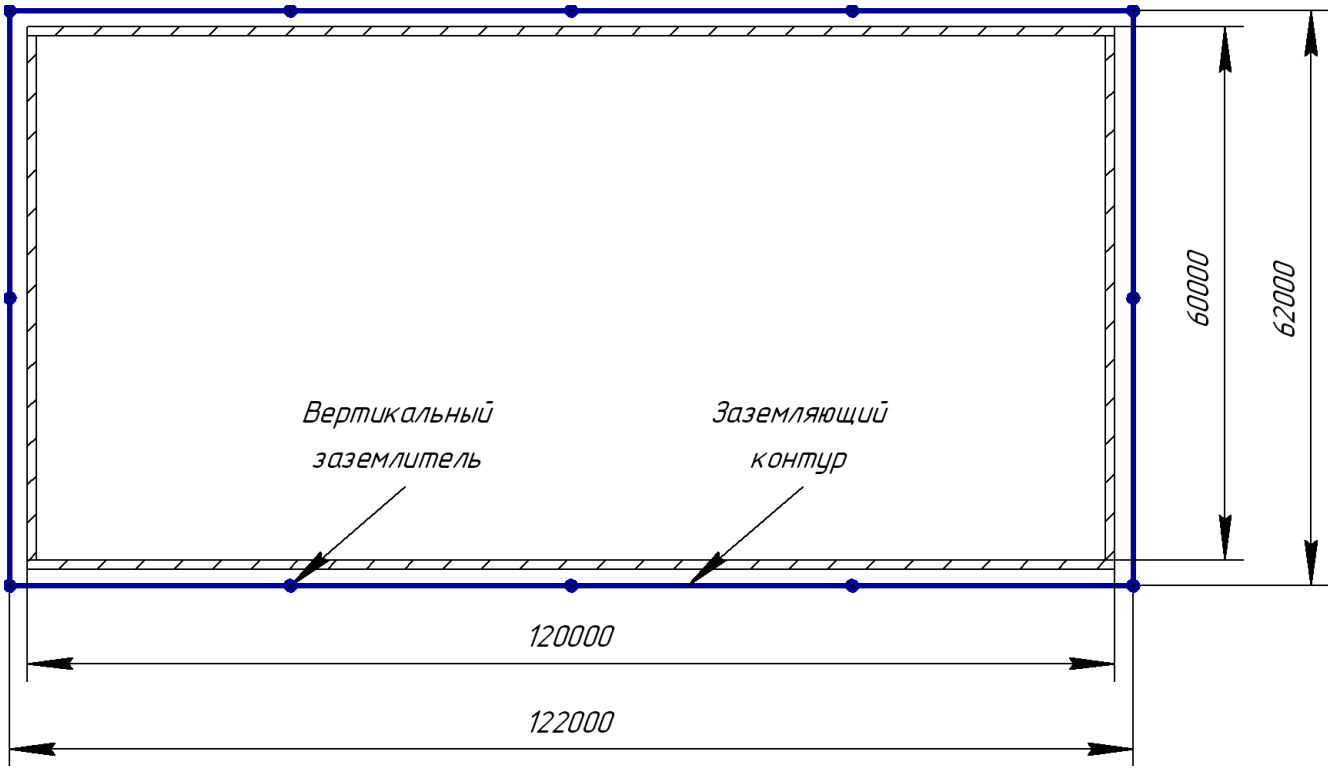

Рисунок 11.2 – Защитное заземление ремонтно-механического цеха

Определим сопротивление одного вертикального заземлителя

$$r_в = \frac{0,16 \cdot \rho_р \cdot К_{сез}}{L_в} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_в}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + L_в}{4 \cdot h - L_в} \right),$$

где $К_{сез} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли для 2-й климатической зоны;

h – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, см.

$$r_в = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,3}{5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 29,63 \text{Ом}.$$

Необходимое число вертикальных электродов

$$n_в = \frac{r_в}{R_з \cdot \eta_в},$$

где $\eta_в$ – коэффициент использования вертикальных электродов.

$$n_в = \frac{29,63}{4 \cdot 0,52} = 14,2.$$

Общее сопротивление вертикального заземлителя

$$R_в = \frac{R_в}{n_в \cdot \eta_в}.$$

$$R_в = \frac{29,63}{14 \cdot 0,52} = 4,07 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление заземляющего горизонтального электрода (полосы)

$$r_г = \frac{0,16 \cdot \rho_р \cdot К_{сез}}{L_г} \cdot \ln \frac{L_г^2}{0,5 \cdot b_п \cdot t},$$

где $К_{сез} = 3,0$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли для 2-й климатической зоны;

$b_п$ – ширина стальной полосы, м.

$$r_г = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 3,0}{50} \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 11,48 \text{ Ом}.$$

Сопротивление горизонтального электрода в контуре с вертикальными электродами

$$R_г = \frac{r_г}{\eta_г},$$

где $\eta_г$ – коэффициент использования соединительной полосы.

$$R_г = \frac{11,48}{0,33} = 34,79 \text{ Ом}.$$

Теперь определяем сопротивление растеканию принятого нами группового заземлителя

$$R_г = \frac{R_в \cdot R_г}{R_в + R_г},$$

$$R_г = \frac{4,07 \cdot 34,79}{4,07 + 34,79} = 3,64 \text{ Ом}.$$

Это сопротивление оказывается меньше, чем требуемое 4 Ом, поэтому принимаем решение уменьшить в контуре заземлителя число вертикальных электродов. Для этого уточняем необходимое их сопротивление.

$$R_в = \frac{R_г \cdot R_з}{R_г - R_з},$$

$$R_в = \frac{34,79 \cdot 4}{34,79 - 4} = 4,52 \text{ Ом}.$$

Уточненное число электродов

$$n_в = \frac{r_в}{R_в \cdot \eta_в},$$

$$n_в = \frac{29,63}{4,52 \cdot 0,52} = 11,96.$$

Таким образом, окончательно принимаем число вертикальных электродов – 12 и уточняем результат расчетов

$$R_в = \frac{29,63}{12 \cdot 0,52} = 4,50 \text{ Ом}.$$

$$R_г = \frac{4,50 \cdot 34,79}{4,50 + 34,79} = 3,98 < 4 \text{ Ом}.$$

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере ремонтно-механического цеха, в частности, подробно рассчитаны молниезащита и защитное заземление цеха.

12 ЗАЩИТА РЕЛЕЙНАЯ

12.1 Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора

Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF1.

I ступень – защита от перегруза

Определим расчетный ток уставки электронного расцепителя

$$I_{р}^{расч} = k_{р} \cdot k_{н} \cdot I_{max.раб}.$$

Ток максимальный рабочий

$$I_{max.раб} = \frac{0,8 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U^{нн}},$$

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

$$I_{max.раб} = \frac{0,8 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 727,5 \text{ А}.$$

$$I_{р1}^{расч} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 727,5 = 880,3 \text{ А}.$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Э06В-1000 с номинальным током $I_{н1} = 1000$ А.

Уставка номинального тока электронного расцепителя составит

$$I_{р} = 0,9 \cdot I_{н}.$$

$$I_{р1} = 0,9 \cdot 1000 = 900 \text{ А}.$$

Уставка по току электронного расцепителя при перегрузке

$$I_{п} = 1,125 \cdot I_{р}.$$

$$I_{п1} = 1,125 \cdot 900 = 1012,5 \text{ А}.$$

По каталогу принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при перегрузке $T_{п1} = 4$ с при $6 \cdot I_{р}$.

II ступень – селективная токовая отсечка с выдержкой времени

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании с выдержкой времени

$$I_{к.расч} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{max.раб}.$$

$$I_{к.расч1} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 727,5}{0,95} = 918,9 \text{ А.}$$

Тогда уставка по току электронного расцепителя при коротком замыкании с выдержкой времени, кратная номинальному току расцепителя составит [30, табл.1]

$$I_к = 1,2 \cdot I_р.$$

$$I_{к1} = 1,2 \cdot 900 = 1080 \text{ А.}$$

По каталогу [30] принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при коротком замыкании равной $T_{к1} = 0,15$ с.

Определим коэффициент чувствительности [17]

$$К_ч = \frac{I_{k7}^{(2)}}{I_к} > 1,5.$$

$$К_ч = \frac{12400}{1080} = 11,5 > 1,5.$$

Условие выполнено.

III ступень – мгновенная токовая отсечка

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времени

$$I_{м.расч} = 2,6 \cdot I_к.$$

$$I_{м.расч1} = 2,6 \cdot 1080 = 2808 \text{ А.}$$

Тогда уставка по току электронного расцепителя при коротком замыкании без выдержки времени, кратная номинальному току расцепителя составит

$$I_м = 4 \cdot I_р.$$

$$I_{м1} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности

$$К_ч = \frac{I_{k7}^{(2)}}{I_м} > 2,0.$$

$$К_ч = \frac{12400}{3600} = 3,44 > 2,0.$$

Условие выполнено.

Предельная отключающая способность выключателя должна быть больше максимального трёхфазного тока КЗ в месте установки выключателя

$$I_{cu} > I^{(3)}_{кз7\,max}.$$

$$40 > 14,3 \text{ кА}.$$

Условие справедливо.

12.2 Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ

Релейная защита трансформатора со стороны 0,4 кВ выполнена с помощью автоматического выключателя QF2.

I ступень – защита от перегруза

Определим расчетный ток уставки расцепителя

$$I^{расч}_{уст} = k_р \cdot k_н \cdot I_{max.раб}.$$

Ток максимальный рабочий

$$I_{max.раб} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U^{нн}},$$

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

$$I_{max.раб} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,1 \text{ А}.$$

$$I^{расч}_{уст2} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1273,1 = 1540,5 \text{ А}.$$

По каталогу [30] выбираем автоматический выключатель Э16В-1600 с номинальным током $I_{н2} = 1600$ А.

Уставка номинального тока электронного расцепителя составит

$$I_р = 1,0 \cdot I_н.$$

$$I_{р2} = 1,0 \cdot 1600 = 1600 \text{ А}.$$

Уставка по току электронного расцепителя при перегрузке определяется по формуле

$$I_п = 1,125 \cdot I_р.$$

$$I_{п2} = 1,125 \cdot 1600 = 1800 \text{ А}.$$

По каталогу [30] принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при перегрузке $T_{п2} = 4$ с при $6 \cdot I_р$.

II ступень – селективная токовая отсечка с выдержкой времени

Ток срабатывания защиты выбираем как наибольший из двух вариантов.

В первом случае, ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального рабочего тока

$$I_{к.расч} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_в} \cdot I_{max.раб}.$$

$$I_{к.расч2} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1273,1}{0,95} = 1608,1 \text{ А}.$$

Во втором случае, ток срабатывания отстраиваем от уставки тока срабатывания селективной отсечки нижестоящего выключателя

$$I_{к.расч2} = k_{отс} \cdot I_{к1},$$

$$I_{к.расч2} = 1,2 \cdot 1080 = 1296 \text{ А}.$$

Тогда уставка по току электронного расцепителя при коротком замыкании с выдержкой времени, кратная номинальному току расцепителя составит [30, табл.1]

$$I_к = 1,2 \cdot I_р.$$

$$I_{к2} = 1,2 \cdot 1600 = 1920 \text{ А}.$$

По каталогу [30] принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при коротком замыкании равной $T_{к2} = 0,2$ с.

Определим коэффициент чувствительности

$$К_ч = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_к} > 1,5.$$

$$К_ч = \frac{12400}{1920} = 6,5 > 1,5.$$

III ступень – мгновенная токовая отсечка

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времени

$$I_{м.расч} = 2,6 \cdot I_к.$$

$$I_{м.расч2} = 2,6 \cdot 1920 = 4992 \text{ А}.$$

Тогда уставка по току электронного расцепителя при коротком замыкании без выдержки времени, кратная номинальному току расцепителя составит

$$I_м = 4 \cdot I_р .$$

$$I_{м2} = 4 \cdot 1600 = 6400 \text{ А}.$$

Определим коэффициент чувствительности

$$К_ч = \frac{I_{k7}^{(2)}}{I_м} > 2,0 .$$

$$К_ч = \frac{12400}{6400} = 1,94 < 2,0 .$$

Поэтому принимаем решение вывести из действия уставку по току электронного расцепителя при коротком замыкании без выдержки времени по причине недостаточной чувствительности.

Предельная отключающая способность выключателя должна быть больше максимального трёхфазного тока КЗ в месте установки выключателя

$$I_{cu} > I_{кз7max}^{(3)} .$$

$$45 > 14,3 \text{ кА} .$$

Условие справедливо.

12.3 Релейная защита трансформатора

Релейная защита трансформатора ТМГ-630/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается с учетом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора в режиме холостого хода

$$I_{вс.н}^{вн} \geq 2 \cdot I_{т.н}^{вн} .$$

где $I_{т.н}^{вн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле

$$I_{т.н}^{вн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_с} .$$

$$I_{т.н}^{вн} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}.$$

Тогда

$$I_{вс.н}^{вн} \geq 2 \cdot 36,4 = 72,8 \text{ А}.$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током $I_{F1.н} = 80$ А.

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF1 и предохранителя F1 можно проверить только при построении время-токовых характеристик.

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А (1920 А; 88 с) и А`(14300 А; 0,20 с).

Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ представим на рисунке 12.1.

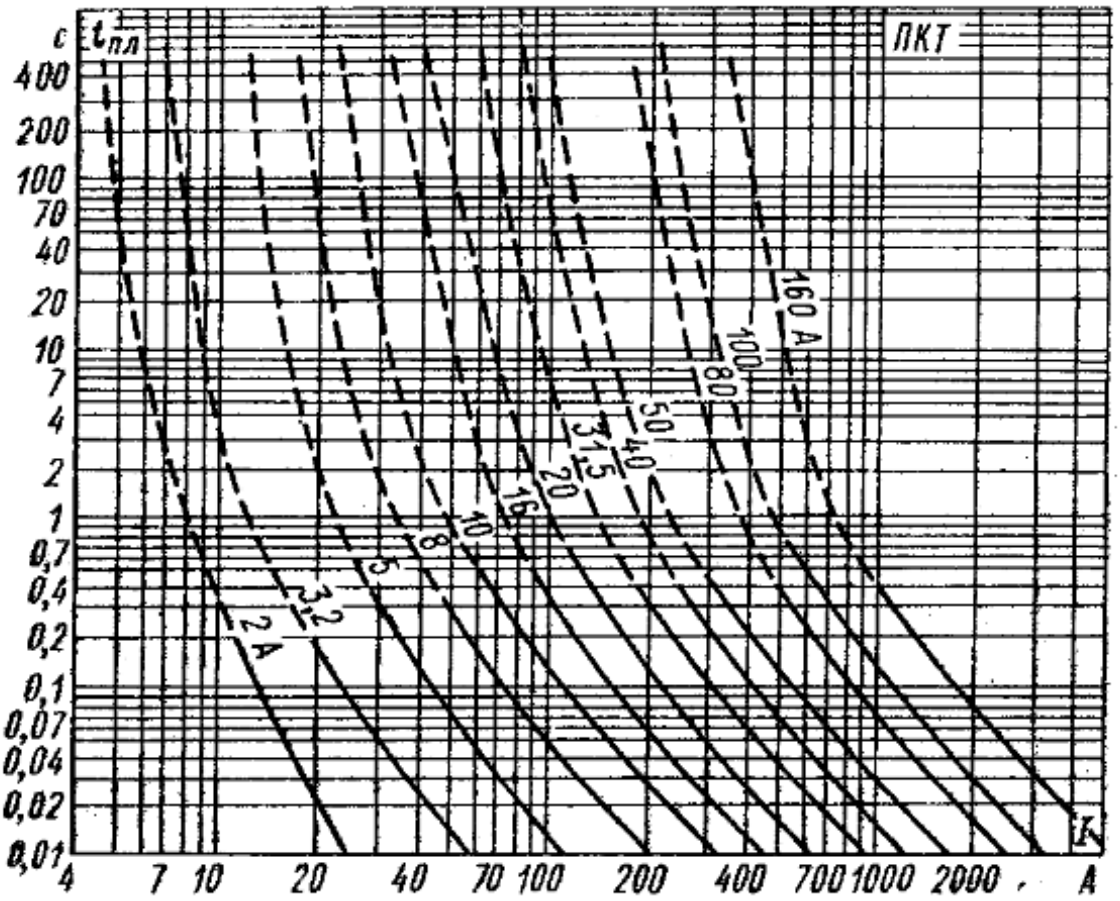

Рисунок 12.1 – Время-токовые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную время-токовую характеристику $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$ – для этого заполним таблицу 12.1. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{пл.вс}$, взятые из рисунка 12.1, во 2-ю строку занесем соответствующие им токи $I_{пл}$.

Таблица 12.1

Время плавления $t_{пл.вс}$, с	400	20	4	1	0,20	0,1	0,02	0,01
Ток плавления $I_{пл.вс}$, А, вставки $I_{вс1.н} = 80$ А	180 4500	240 6000	295 7375	380 9500	620 15500	850 21250	1850 46250	2400 60000

Как видно из данных, представленных в таблице 12.1, ВТХ плавкой вставки номиналом 80 А не пересекает ВТХ защиты выключателя QF2, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом $I_{F1.н} = 80$ А.

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$К_{ч.F1} = \frac{I_{k7}^{(2)}}{I_{F1.н} \cdot К_{тн}} \geq К_{ч.доп}.$$

$$К_{ч.F1} = \frac{12400}{80 \cdot 25} = 6,2 > 3.$$

Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности

$$I_{п.о} > I_{к.макс}.$$

где $I_{п.о}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{к.макс}$ – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 3,8 \text{ кА}.$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

12.4 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

12.4.1 Токовая отсечка кабельной линии

К установке принимается реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $к_В$ = 0,9. Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока. Схема соединения трансформаторов тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Максимальный рабочий ток кабельной линии АПвП-10 (3х70), питающей трансформатор ТП-3 равен 183,8 А, поэтому к установке принимаем трансформатор тока ТЛК-10-200-0,5/10Р-У3.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$K_I = \frac{I^{ПО}}{I^{ВО}}.$$

$$K_I = \frac{200}{5} = 40.$$

Ток срабатывания защиты

$$I^{о}_{сз} = к_{отс} \cdot I^{(3)}_{k5}.$$

$$I^{о}_{сз} = 1,2 \cdot 3,8 = 4,6 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности

$$К_ч = \frac{I^{(2)}_{k3}}{I_{сз}}.$$

$$К_ч = \frac{4,4 \cdot 10^3}{4,6 \cdot 10^3} = 1,0 < 2,0.$$

Как видно из выражения токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, в связи с чем следовало бы принять более сложные устройства релейной защиты, в частности дифференциальную защиту, что является в данном случае неоправданной мерой с технико-экономической точки зрения, поэтому принимаем решение токовую отсечку не устанавливать.

12.4.2 Максимальная токовая защита кабельной линии

Максимальная токовая защита кабельной линии АПвП-10 (3х70) устанавливается со стороны источника питания. Данная защита выполнена с применением реле РСТ-11. Реле включаются во вторичные цепи ранее выбранных трансформаторов тока.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{со.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_в} \cdot I_{раб.макс}.$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки,

$K_в$ – коэффициент возврата,

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток кабельной линии, А.

$$I_{со.Q1} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 183,8 = 245,1 \text{ А}.$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{со.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{дл.доп}.$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабельной линии, А.

$$I_{со.Q1} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 165 = 220,0 \text{ А}.$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от ВТХ нижестоящего предохранителя F1, в момент времени, соответствующий срабатыванию максимальной токовой защиты кабельной линии

$$I_{со.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{со.F1}.$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{со.Q1} = t_{пл.F1} + \Delta t.$$

где $t_{пл.F1}$ –время плавления плавкой вставки, соответствующее расчетному току, с;

Δt – ступень селективности, с.

За расчетный ток для определения времени плавления плавкой вставки предохранителя принимается значение тока двухфазного короткого замыкания на выводах 10 кВ трансформатора, уменьшенное на 20%

$$I_{расч.Q1} = 0,8 \cdot I_{k5}^{(2)}.$$

$$I_{расч.Q1} = 0,8 \cdot 3300 = 2640 \text{ А}.$$

По рисунку 12.1 для данного расчетного тока определяем время плавления $t_{пл.F1} = 0,01$ с, тогда время срабатывания селективной токовой отсечки составит

$$t_{со.Q1} = 0,01 + 0,4 = 0,41 \text{ с}.$$

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РСВ 01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

По ВТХ предохранителя определяем значение $I_{со.F1} = 520$ А, соответствующее $t_{со.Q1} = 0,41$ с, тогда

$$I_{со.Q1} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 520 = 693,3.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{со.Q1} = 693,3$ А.

Коэффициент чувствительности

$$К_{ч} = \frac{I_{k5}^{(2)}}{I_{сз}}.$$

$$К_{ч} = \frac{3,3 \cdot 10^{3}}{693,3} = 4,8 > 1,5.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср.р} = \frac{к_{сх}}{к_{I}} \cdot I_{сз}.$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{40} \cdot 693,3 = 17,3 \text{ А}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11 – 24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р.}$ = (5÷20) А.

Определяем сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{ср.р}}{I_{min}} - 1;$$

$$\Sigma\theta = \frac{17,3}{5} - 1 = 2,5.$$

Принимаем уставки 1,6; 0,8; 0,1, следовательно, $\Sigma\theta = 1,6 + 0,8 + 0,1 = 2,5$.

Ток уставки реле

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{min};$$

$$I_{уст} = (1 + 2,5) \cdot 5 = 17,5 \text{ А}.$$

12.4.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Выбираем реле РТЗ 51, ток срабатывания которого находится в пределах 0,02÷0,12 А. Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10.

Для кабеля марки АПвП-10 (3х70) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,578$ А/км. Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{0l} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{0l} = 1,578 \cdot 0,225 = 0,355 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты [17]:

$$I_{сз} = к_{н.с} \cdot к_{бр} \cdot I_{0l},$$

где $к_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$к_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,355 = 1,065 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_ч = \frac{I_{с.\Sigma}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.\Sigma} = I_{с.кл.\Sigma} + I_{с.дв\Sigma},$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10},$$

где $L_{кл\Sigma}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 2,014}{10} = 2,014 \text{ А}.$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

$$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}},$$

$$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot 0,63 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,0 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}.$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{с.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}.$$

$$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,0 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^{3}}{\sqrt{3}} = 0,017 \text{ А}.$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} n_i \cdot I_{с.сд.i},$$

$$I_{с.дв\Sigma} = 0,017 \cdot 4 = 0,068 \text{ А}.$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.\Sigma} = 2,014 + 0,068 = 2,082 \text{ А}.$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{ч} = \frac{2,082}{1,065} = 1,95 \geq 1,5.$$

12.5 Построение карты селективности участка СЭС

Времятоковые характеристики автоматических выключателей строятся для следующих значений уставок по току и времени

1 Уставка по времени срабатывания в зоне перегрузки при токе $6 \cdot I_{р}$ равна $T_{п} = 4$ с.

2 Уставка по току срабатывания в зоне селективной токовой отсечки $I_{к}$

3 Уставка по времени срабатывания в зоне селективной токовой отсечки $T_{к}$.

4 Уставка по току срабатывания в зоне мгновенной токовой отсечки $I_{м}$

Все расчетные величины сведем в таблицу 12.2, на основе которых построим ВТХ, изображенную на рисунке 12.2.

Таблица 12.2 – Расчет ВТХ

	QF1	QF2	Q1
$I_п$, А	1012,5	1800	-
$T_п$, при $6 \cdot I_р$	4	4	-
$I_к$, А	1080	1920	17500
$T_к$, с	0,15	0,20	0,41
$I_м$, А	3600	-	-
$I^{(3)}_{кз.max}$, А	14300	14300	125000

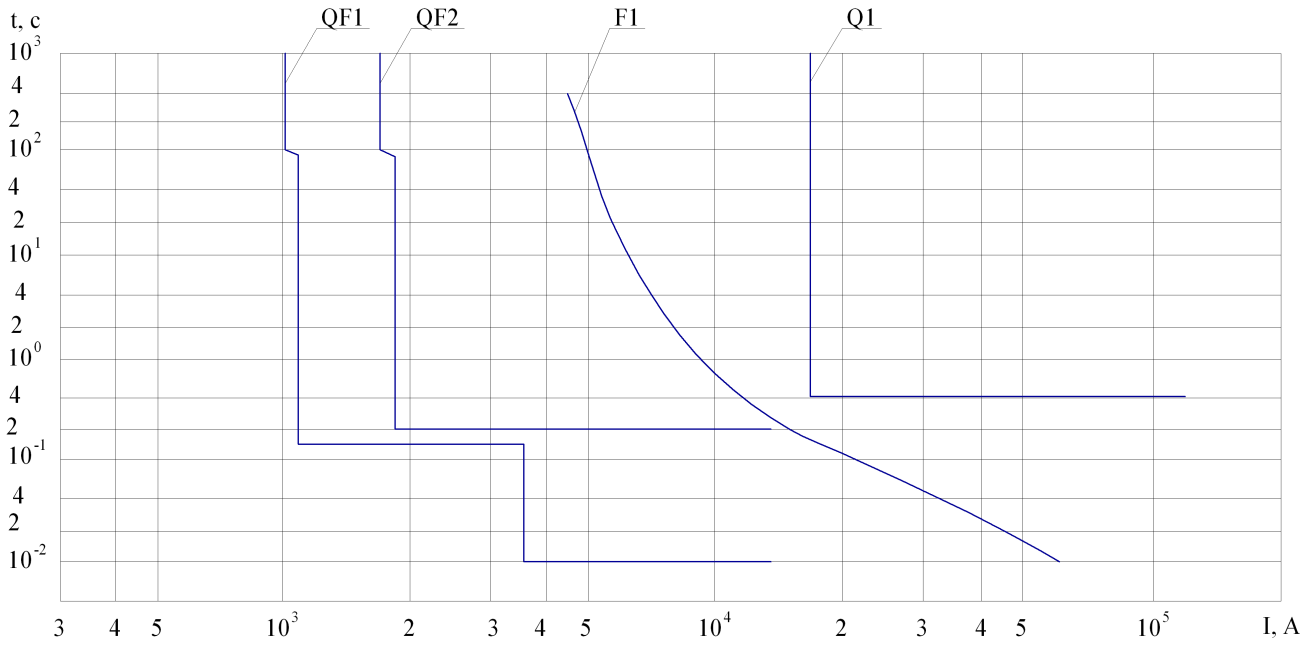

Рисунок 12.2 – Карта селективности

Выводы по разделу двенадцать

По результатам расчетов, произведенных в данном разделе, построена карта селективности для участка системы электроснабжения от секционного и вводного автоматических выключателей 0,4 кВ ТП-3 до выключателя отходящей от ГПП линии 10 кВ, включая выключатель отходящей линии .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок инструментального завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения оценивался по формуле Стилла, расчет показал, что оптимальным напряжением для внешнего электроснабжения является 35 кВ.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10 сечением 25, 50, 70 мм^2.

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок участка системы электроснабжения от низковольтного автоматического выключателя цеховой трансформаторной подстанции до выключателя кабельной линии, установленного на ГПП.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Также в работе рассматривались вопросы экономической деятельности предприятия.

В результате проведенных расчетов выполнен проект системы электроснабжения инструментального завода, отвечающий всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Электротехнический рынок. К вопросу применения шинопроводных систем отечественного производителя. – http://market.elec.ru/nomer/55/k-voprosu-primeneniya-shinoprovodnyh-sistem-oteche/.

2 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

5 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.

6 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.

7 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464 с.

8 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

9 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

10 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35III-25/630-1600УХЛ1.– http://www.u-es.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf.

11 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.

12 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.

13 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1.– http://www.ues.su/catalog/item211/.

14 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

15 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

16 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

17 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.

18 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

19 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – http://www.konstalin.ru/?star-tid=3-&id=161

20 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

21 Комплектные трансформаторные подстанции наружной и внутренней установки. – http://ktpural.com/g2175091-podstantsii-2ktp.

22 Низковольтное электрощитовое оборудование. Распределительные панели ЩО-70. – http://energo-zavod.ru/catalog/raspredelitelnye-paneli-shcho-70-shcho-9-1.html.

23 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112.

24 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – http://www.esbt74.ru

25 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

26 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.cztt.ru/transformator_t-o-ka.html.

27 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5

28 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obsluzhivaniya_serii_kso-366.

29 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

30 Автоматические выключатели серия «Электрон». – http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201.

31 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на I квартал 2016 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 19.02.2016 г. №4688-ХМ/05.

32 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

33 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

34 ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 16 с.

35 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.

36 СО 153-34.03.603-2003.Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 34 с.

37 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций М.: Энергоатомиздат, 2003. – 44 с.

38 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

39 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Челябинск: «АТОКСО», 1995. – 47 с.