

Министерство науки и высшего образования 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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода
металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 2020 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 2020 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«__» _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ А.А. Желудков
«8» июня 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2020 г.

Челябинск 2020

Министерство науки и высшего образования 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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода
металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ А.А. Желудков
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Факультет заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Желудкова Александра Александровича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода металлургического
завода

утверждена приказом по университету от 24.04 2020г. № 627

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2020

3 Исходные данные к работе

из базы данных кафедры

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный группы цехов трубопрокатного завода	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике	– 1 лист

Всего 6 листа(ов)

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		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2020 г.

Руководитель

_____ (подпись)

И.П. Титов

_____ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ (подпись)

А.А. Желудков

_____ (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Введение		
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	22.03.20	
3 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	14.02.20	
4 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	24.03.20	
5 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	25.02.20	
6 Выбор схемы внешнего электроснабжения	03.03.20	
7 Выбор и обоснование схемы внутризаводского электроснабжения	10.03.20	
8 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	15.03.20	
9 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.03.20	
10 Техничко-экономическое обоснование системы внутреннего электроснабжения предприятия	24.03.20	
11 Компенсация реактивной мощности	06.04.20	
12 Расчет показателей качества напряжения	13.04.20	
13 Релейная защита и автоматика	25.04.20	
14 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.04.20	
15 Заключение	30.04.20	
16 Пояснительная записка	12.05.20	
17 Графическая часть:	20.05.20	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

А.А. Желудков

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Желудков А.А. Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода металлургического завода. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020.– 101 с., 19 илл., 60 табл. библиогр. список – 64 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Задача настоящей выпускной квалификационной работы заключается в проектировании системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода металлургического завода, обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживания в течении всего срока службы.

Трубопрокатный завод относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 14 цехов с суммарной установленной мощностью 61 МВт. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

Согласно исходным данным на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжении 35 и 110 кВ, равноудаленных от предприятия.

В работе представлены все основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленного предприятия, а именно расчет электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых трансформаторных подстанций, выбор рационального напряжения и схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, расчет показателей качества электроэнергии, выбор электрооборудования и т.д.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения, в виду его неоднозначности, производится по формуле Стилла, которая показывает расчетное рациональное напряжение к одному из заданных по условию.

Путем сравнения технико-экономических показателей схемы на напряжении 10 кВ. в результате проведенных расчетов схема магистральная 10 кВ получилась на 26% дешевле радиальной схемы.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках и экономической деятельности предприятия.

Приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты в узлах СЭС.

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата					
Разраб.		Желудков			Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода металлургического завода				
Пров.		Титов							
Реценз.									
Н. контр.		Аверина							
Утв.		Кирпичникова							
					Лит.	Лист	Листов		
					В	К	Р	3	101
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	7
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	8
Выводы по разделу	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	11
1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	11
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	13
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок	18
Выводы по разделу 1	19
2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	20
Выводы по разделу 2	23
3 ВЫБОР КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ. РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП	24
Выводы по разделу 3	25
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	26
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	26
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	27
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	28
Выводы по разделу 4	31
5 ВНУТРИЗАВОДСКАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	32
5.1 Расчет питающих линий.....	32
Выводы по разделу 5	33
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	35
Выводы по разделу 6	48
7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	49
7.1 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях	50
7.2 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия	50
7.3 Выбор оптимального варианта схемы внутреннего электроснабжения	52
Выводы по разделу 7	53
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	54
8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	54
8.2 Выбор выключателей КРУ и РП	55
8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	55
8.4 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности	57
8.5 Выбор трансформаторов напряжения	58

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

8.6	Выбор комплектных трансформаторных подстанций	59
8.7	Выбор устройства плавного пуска для электродвигателей.....	60
8.8	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	61
8.9	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	61
8.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	63
8.11	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....	63
	Выводы по разделу 8	64
9	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	65
	Выводы по разделу 9	71
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЗЛАХ СЭС	72
10.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	72
10.2	Расчет колебаний напряжения.....	77
10.3	Расчет несимметрии напряжения.....	78
10.4	Расчет провала напряжения при пуске двигателей	79
	Выводы по разделу 10	80
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТСЗП-1600/10	81
11.1	Защита от перегруза.....	81
11.2	Селективная токовая отсечка	81
11.3	Защита от однофазных замыканий на землю.....	82
11.4	Защита полупроводникового преобразователя	83
	Выводы по разделу 11	83
12	ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ.....	84
12.1	Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей	84
12.2	Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации.....	85
12.3	Требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности	86
12.4	Расчет защитного заземления ГПП.....	89
12.5	Расчет молниезащиты ГПП	91
12.6	Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок.....	93
12.7	Обеспечение пожарной безопасности	93
	Выводы по разделу 12	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	98

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы группы цехов трубопрокатного завода.

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 31174 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 29810 кВт (2хРТП по 2500 кВт, 4хСД по 630 кВт, 4хСД по 2000 кВт, 2хСД по 800 кВт, 2хСД по 1600 кВт, 2хАД по 800 кВт, 2хКВПП по 1400 кВт, 4хКВПП по 460 кВт, 2хКВПП по 825 кВт,).

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

4 Активная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 30463 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: расчетный $\text{tg}\varphi=0,10$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,12$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-95/16.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 10,7 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТНЭЗ, мощностью 250, 400, 630, и 1000 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – есть, среднегодовая температура грунта при глубине залегания 0,8 м 15,4 С° (Сочи).

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 95, 185, 240 и 300 мм².

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

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.

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.

Например, ООО «КЛМ Групп» [1] производит магистральные и распределительные шинопроводы не только отвечающие самым высоким требованиям, но и по ряду показателей превосходящие многие зарубежные аналоги.

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ				

К преимуществам шинопроводов KLM над зарубежными аналогами относятся:

– 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 некоторым зарубежным конструкциям);

– стальной корпус KLM 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 KLM 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. KLM применяет изоляционный материал со

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ					

стандартным исполнением температурной стойкости 155°C, а по спецзаказу — 180°C, что равно

по значению или выше, чем в конструкциях зарубежных фирм, к примеру, такие как Schneider electric [2], 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.

На рисунках А и Б показаны конструкции рассмотренных шинопроводов.



Рисунок А – Пленочная и эпоксидная изоляция на примере шинопровода



Рисунок Б – Секция магистрального шинопровода с литой изоляцией

Выводы по разделу

Отечественные шинопроводы не уступают по техническим характеристикам зарубежным шинопроводам и по стоимости гораздо выгоднее. Также расположение заводов-изготовителей на территории страны позволяет значительно сократить время доставки и учитывать индивидуальные решения в нестандартных проектах по компоновке и креплению.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

10

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Всю систему электроснабжения предприятия делим на 6 уровней.
Расчетные нагрузки на I уровне

$$p_p^I = k_{иа} \cdot p_{ном} \quad (1.1)$$

$$q_p^I = k_{иа} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.2)$$

Расчетные нагрузки на II уровне

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

$$Q_p^{II} = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.4)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.5)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.6)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [5] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{ра} = f(n_э, k_{иа})$;

K_{pp} – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Эффективное число ЭП и средневзвешенное значение $K_{иа}$:

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

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (1.8)$$

где n – реальное число электроприемников;

$k_{\text{иа}i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

В отделении устанавливается распределительный шинопровод алюминиевый ШРА-73 марки АД0 сечением 5x80x4000 [6].

В цехе имеются однофазные ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, производим расчет отдельно (таблица 1.1). Распределяем по возможности равномерно по фазам.

Определим среднюю активную и реактивную мощности:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.9)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.10)$$

где $P_{(\text{AB})}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(\text{CA})}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(\text{AO})}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

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

Условная трехфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

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

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

Коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{AB})} + P_{(\text{AC})}) + P_{\text{AO}}}. \quad (1.13)$$

Результаты расчета, по выражениям (1.1) – (1.13) представлены в таблице 1.1.

Расчетные нагрузки на III уровне

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иай}} \cdot P_{\text{номи}} \quad (1.14)$$

$$Q_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иай}} \cdot P_{\text{номи}} \cdot \text{tg}\varphi_{i\cdot}, \quad (1.15)$$

Чтобы получить полную мощность цеха учитываем освещение

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}, \quad (1.17)$$

где $k_{\text{с.осв}}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;
 $P_{\text{у.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 поверхности пола цеха, Вт/м^2 ;
 $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки;
 $F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м^2 .

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{\text{р.ц}} = \sqrt{(P_{\text{р.ц}} + P_{\text{р.осв}})^2 + (Q_{\text{р.ц}} + Q_{\text{р.осв}})^2}. \quad (1.18)$$

Для питания электроприемников устанавливается магистральный шинопровод алюминиевый ШМА4-2500 марки АД0 сечением $2(10 \times 120)$ [7].

Результаты расчета, по выражениям (1.14) – (1.18) сведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I-III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{\text{рр}} = K_{\text{ра}}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{\text{ра}}$ находятся из [5]. Следует отметить, что при $K_{\text{иай}} \cdot p_{\text{номи}} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающие такие узлы, будут иметь значения не превышающие $50 - 70 \text{ мм}^2$, а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{ра}} = 1$, тогда расчетные активная и реактивные мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчета представим в таблице 1.3.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P ² _{ном} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену						
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар			
																	a	b	c	a	b	c	
Отделение сварки																							
ОЭП, подключенные на U _л :																							
24 Машина точечной сварки	75,0	300,0	4	22500	75,0			a	0,89	0,38	66,8							20,0			8,6		
							b	0,11	0,96		8,3								2,5			21,6	
						75,0	b	0,89	0,38		66,8			0,30	0,60	1,33		20,0			8,6		
							c	0,11	0,96		8,3								2,5			21,6	
							c	0,89	0,38		133,5								40,1			17,1	
						150,0	a	0,11	0,96	16,5								5,0			43,2		
Итого по ОЭП, подключенные на U _л :		300,0	4	22500	75,0	75,0	150,0											25,0	22,5	42,5	51,8	30,2	38,7
ОЭП, подключенные на U _ф :																							
22 Покрасочная-сушильная установка	19,0	38,0	2	722							19,0	38,0		0,35	0,95	0,33		6,7	13,3	0,0	2,2	4,4	0,0
23 Сварочный трансформатор	24,5	73,5	3	1801							73,5	49,0	24,5	0,22	0,60	1,33		16,2	10,8	5,4	21,6	14,4	7,2
Итого по ОЭП, подключенные на U _ф :		111,5	5	2486							92,5	87,0	24,5					22,9	24,1	5,4	23,7	18,7	7,2
Всего по ОЭП:		411,5	9	24986	75,0	75,0	150,0				92,5	87,0	24,5	0,24	0,69	1,05		47,9	46,6	47,9	75,5	48,9	45,9

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные							Расчетные величины			Расчетная мощность			I _p , А			
По заданию технологов				Справочные данные			k _{иа} · P _{ном} , кВт	k _{иа} · P _{ном} · tgφ, квар	n · p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{рр}		K _{ра} · k _{иа} · P _{ном} , кВт	K _{рр} · k _{иа} · P _{ном} · tgφ, квар	S _p , кВА
Наименование электроприемников и узлов	N _{Эп}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{иа}	cosφ	tgφ										
		P _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																
1 Токарно-винторезный станок	4	10,0	40,0	0,12	0,50	1,73	4,8	8,3	400							
2 То же	4	15,0	60,0	0,15	0,45	1,98	9,0	17,9	900							
3 То же	9	28,0	252,0	0,12	0,50	1,73	30,2	52,4	7056							
4 Карусельный станок	14	28,0	392,0	0,12	0,45	1,98	47,0	93,4	10976							
5 То же	2	40,0	80,0	0,15	0,50	1,73	12,0	20,8	3200							
6 То же	3	35,0	105,0	0,15	0,50	1,73	15,8	27,3	3675							
7 Горизонтально-расточной станок	6	7,0	42,0	0,12	0,45	1,98	5,0	10,0	294							
8 То же	3	14,0	42,0	0,14	0,45	1,98	5,9	11,7	588							
9 Продольно-строгальный станок	6	40,0	240,0	0,12	0,45	1,98	28,8	57,2	9600							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	51	7,0-40,0	1253,0	0,13	0,47	1,88	158,6	298,8	36689	43	1,28	1,03	202,9	306,4	367,5	558,4
ШР-2 (ШРА-73 АД0 5x50x4000)																
10 Долбежный станок	2	28,0	56,0	0,12	0,50	1,73	6,7	11,6	1568							
11 Горизонтально-фрезерный станок	2	10,0	20,0	0,15	0,45	1,98	3,0	6,0	200							
12 Вертикально-фрезерный станок	3	10,0	30,0	0,12	0,45	1,98	3,6	7,1	300							
13 Продольно-фрезерный станок	2	30,0	60,0	0,12	0,45	1,98	7,2	14,3	1800							
14 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,12	0,50	1,73	3,8	6,5	142							
15 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122							
16 Мостовой кран	2	81,0	162,0	0,22	0,50	1,73	35,6	61,7	13122							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,20	0,54	1,55	77,5	120,5	17253	9	1,43	1,06	110,8	127,3	168,8	256,4
ШР-3 (ШРА-73 АД0 5x50x4000)																
22-24 Однофазная нагрузка	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986	7	1,38	1,06	198,3	160,5	255,1	387,6
ШР-4 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																
17 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,14	0,50	1,73	4,4	7,6	142							
18 То же	6	14,0	84,0	0,12	0,45	1,98	10,1	20,0	1176							
19 Вертикально-фрезерный станок	9	7,0	63,0	0,15	0,50	1,73	9,5	16,4	441							
20 Горизонтально-фрезерный	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700							
21 Пресс гидравлический	4	4,5	18,0	0,15	0,50	1,73	2,7	4,7	81							
25 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122							
26 Мостовой кран	3	71,0	213,0	0,50	0,50	1,73	106,5	184,5	15123							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	42	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263,0	17784	14	1,04	1,04	165,5	274,5	320,5	487,0
ШР-5 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																
27 Камерная печь	2	75,0	150,0	0,12	0,60	1,33	18,0	24,0	11250							
28 То же	2	60,0	120,0	0,15	0,60	1,33	18,0	24,0	7200							
29 То же	4	30,0	120,0	0,12	0,60	1,33	14,4	19,2	3600							
30 Электропечь цементная	3	75,0	225,0	0,70	0,80	0,75	157,5	118,1	16875							
31 Шахтная отпускная печь	3	36,0	108,0	0,50	0,65	1,17	54,0	63,1	3888							

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Итого силовой нагрузки по ШР-5	14	36,0-75,0	723,0	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813	12	1,06	1,05	277,6	260,3	380,6	578,2
ШР-6 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																
32 Отпускная печь	5	40,0	200,0	0,12	0,60	1,33	24,0	32,0	8000							
33 Пресс гидравлический	7	2,8	19,6	0,20	0,60	1,33	3,9	5,2	55							
34 Дробомерная очистительная камера	7	15,0	105,0	0,35	0,65	1,17	36,8	43,0	1575							
35 Закалочный станок	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700							
36 То же	9	2,8	25,2	0,14	0,45	1,98	3,5	7,0	71							
37 Вентилятор	12	4,5	54,0	0,65	0,80	0,75	35,1	26,3	243							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	47	2,8-40,0	473,8	0,24	0,65	1,17	111,7	130,2	10643	21	1,07	1,04	119,5	134,9	180,2	558,4
Ремонтно-механический цех																
ШМА4-2500-44 2(10x120)																
1 ШР-1	51	7,0-40,0	1253	0,13	0,47	1,88	158,6	298,8	36689							
2 ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,2	0,54	1,55	77,49	120,5	17253							
3 ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986							
4 ШР-4	42	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263	17784							
5 ШР-5	14	36,0-75,0	723	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813							
6 ШР-6	47	2,8-40,0	473,8	0,24	0,65	1,17	111,7	130,2	10643							
Всего силовой нагрузки по РМЦ	187	2,8-81,0	3754,3	0,24	0,58	1,41	912,4	1287	150169	94	0,67	0,67	611,3	862,5	1057,2	1606,3
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=961 \text{ м}^2$			13,0	0,90	0,95	0,33							13,0	4,3		
Итого с учетом освещения	187	2,8-81,0	3767,3	0,51	0,58	1,40	1937	2705	150169	95	-	-	624,3	866,8	1068,2	1623,0

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов трубопрокатного завода

Наименование цехов и узлов СЭС	P _{ном} , кВт	n _{эф}	P _{ном} , кВт	K _{на}	cosφ	tgφ	P _c , кВт	Q _c , квар	K _{ра}	P _p , кВт	Q _p , квар	F _ц , м ²	P _{уд.осв.} , кВт	cosφ	tgφ	K _{сосв}	P _{росв.} , кВт/м ²	Q _{росв.} , квар	P _p +P _{росв.} , кВт	Q _p +Q _{росв.} , кВт	S _p , кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Шлакоплавильный цех		18	2280	0,61	0,70	1,02	1391	1419	0,90	1252	1277	2935	0,015	0,95	0,3	0,90	40	12	1291	1289	1825
2 Газочистка		5	260	0,80	0,65	1,17	208	243	0,93	193	226	267	0,010	0,95	0,3	0,80	2	1	196	227	299
3 Блок очистки стоков		21	1870	0,40	0,80	0,75	748	561	0,85	636	477	493	0,015	0,95	0,3	0,75	6	2	641	479	800
4 Трубопрокатный цех		233	14700	0,55	0,65	1,17	8085	9452	0,76	6145	7184	27097	0,010	0,95	0,3	0,90	244	73	6388	7257	9668
5 Кислородная		16	630	0,80	0,65	1,17	504	589	0,90	454	530	493	0,010	0,95	0,3	0,80	4	1	458	532	701
6 Вальце-инструментальный		60	2630	0,40	0,75	0,88	1052	928	0,70	736	649	4072	0,015	0,95	0,3	0,90	55	16	791	666	1034
7 РМЦ		94	3754	0,24	0,58	1,41	901	1271	0,67	604	852	961	0,015	0,95	0,3	0,90	13	4	617	856	1055
8 Компрессорная		8	510	0,80	0,65	1,17	408	477	0,91	371	434	361	0,020	0,95	0,3	0,80	6	2	377	436	576
9 Электроцех		52	1330	0,35	0,60	1,33	466	621	0,70	326	434	1532	0,020	0,95	0,3	0,90	28	8	353	443	567
10 Блок складов		14	410	0,20	0,65	1,17	82	96	0,91	75	87	2834	0,020	0,95	0,3	0,60	34	10	109	97	146
11 Насосная		18	1910	0,80	0,60	1,33	1528	2037	0,90	1375	1834	493	0,010	0,95	0,3	0,75	4	1	1379	1835	2295
12 Пилорама		17	280	0,20	0,59	1,38	56	77	0,80	45	62	1983	0,015	0,95	0,3	0,80	24	8	69	70	98
13 Транспортный цех		47	220	0,60	0,80	0,75	132	99	0,85	112	84	493	0,015	0,95	0,3	0,80	6	2	118	86	146
14 АБК		100	390	0,60	0,65	1,17	234	274	0,80	187	219	1392	0,010	0,95	0,3	0,80	11	4	198	223	298
Освещение территории												162788	0,001	0,95	0,3	1,00	163	49	163	49	170
Итого по нагрузке 0,4 кВ		703	31174	0,51	0,66	1,15	15794	18144		12510	14350						638	192	13148	14542	19678
Нагрузка 10 кВ																					
1 Шлакоплавильный цех																					
Рудно-термические печи (РТП)	2500	2	5000	0,75	0,90	0,90	3750	3375	1,00	3750	3375										
Синхронные двигатели (СД)	630	4	2520	0,80	0,75	-0,75	2016	-1512	1,00	2016	-1512										
4 Трубопрокатный цех																					
Синхронные двигатели (СД)	2000	4	8000	0,80	0,75	-0,90	6400	-5760	1,00	6400	-5760										
Синхронные двигатели (СД)	800	2	1600	0,80	0,75	-0,90	1280	-1152	1,00	1280	-1152										
Преобразователи (КВПП)	1400	2	2800	0,60	0,75	0,90	1680	1512	1,00	1680	1512										
Преобразователи (КВПП)	460	4	1840	0,60	0,75	0,92	1104	1016	1,00	1104	1016										
Преобразователи (КВПП)	825	2	1650	0,60	0,75	0,90	990	891	1,00	990	891										
8 Компрессорная																					
Синхронные двигатели (СД)	1600	2	3200	0,80	0,75	-0,90	2560	-2304	1,00	2560	-2304										
Асинхронные двигатели (АД)	800	4	3200	0,80	0,75	0,90	2560	2304	1,00	2560	2304										
Итого по нагрузке 10 кВ		26	29810	0,66	0,92	-0,07	22340	-1630	1,00	22340	-1630								22340	-1630	
Итого по предприятию			60984	0,63	0,92	0,43	38134	16514	0,90	34850	12720						638	192	35488	12912	37764

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.

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (1.19)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}. \quad (1.20)$$

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

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 4 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2}. \quad (1.21)$$

Центр электрических нагрузок предприятия, координаты которого находятся по выражениям [9]:

$$X_{цэн} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (1.22)$$

$$Y_{цэн} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.23)$$

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

Результаты расчета по формулам (1.19) – (1.23) представим в таблице 1.4.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		18

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{p.n/vi}$, кВт	$P_{p.osvi}$, кВт	$P_{p.v/vi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{n/vi}$, град	$\alpha_{осв/v}$, град	$\alpha_{v/vi}$, град
1 Шлакоплавильный цех	7058	1252	40	5766	505	314	41	64	2	294
2 Газоочистка	195	193	2	0	520	246	7	356	4	0
3 Блок очистки стоков	642	636	6	0	503	221	12	357	3	0
4 Трубопрокатный цех	17843	6145	244	11454	184	90	64	124	5	231
5 Кислородная	458	454	4	0	24	127	10	357	3	0
6 Вальце-инструментальный цех	791	736	55	0	215	174	14	335	25	0
7 РМЦ	617	604	13	0	289	320	12	352	8	0
8 Компрессорная	5497	371	6	5120	365	118	36	24	0	335
9 Электроцех	354	326	28	0	426	123	9	332	28	0
10 Блок складов	109	75	34	0	478	171	5	248	112	0
11 Насосная	1379	1375	4	0	450	253	18	359	1	0
12 Пилорама	69	45	24	0	387	321	4	235	124	0
13 Транспортный цех	118	112	6	0	524	287	5	342	18	0
14 АБК	198	187	11	0	73	311	7	340	20	0
ИТОГО	35328	12511	475	0	299	158	-	-	-	-

Центр электрических нагрузок условный, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия: $x_{гпп} = 279$ м; $y_{гпп} = 256$ м.

Выводы по разделу 1

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

2.1 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Плотность электрической нагрузки цеха [10] определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}. \quad (2.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{p.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{p.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

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

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

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{p.ц}}{N_T \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов в цехе.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{p.ц}^2}. \quad (2.4)$$

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

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		20

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1.p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1.p}, & \text{если } Q_{1.p} < Q_{p.ц} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Из второго условия следует:

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1, \quad (2.6)$$

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

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}. \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.8)$$

Определение мощности трансформаторов электротехнологических установок (преобразователей частоты) производится из условия пропуска трансформатором полной мощности установки

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст}. \quad (2.9)$$

Полная мощность электротехнологической установки находится по формуле

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi}. \quad (2.10)$$

где $P_{э/т.уст}$ – номинальная активная мощность электротехнологической установки, кВт.

Выбор цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.10), представим в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов,	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/ав}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА		
1 Шлакоплавильный цех	2	1291	1289	1825	2935	0,62	2500																						
13 Транспортный цех	3	118	86	146	493	0,30	1600	РПН-2																					
Итого:		1409	1375	1971	2935	0,67	2500	3	ТНЭЗ	1000	2	1	0,8	757	757	617,6	0,79	1,39	1,4	10,8	0,6	5,5	16,6	82,4	135	840	850		
3 Блок очистки стоков	2	641	479	800	493	1,62	2500																						
10 Блок складов	3	109	97	146	2834	0,05	400	РПН-4																					
Итого:		750	576	946	493	1,92	2500	5	ТНЭЗ	630	2	1	0,80	673	576	0,0	0,75	1,39	1,0	7,6	0,6	5,5	11,7	51,9	120	628	639		
4 Трубопрокатный цех	2	6388	7257	9668	27097	0,36	2500																						
Итого:		6388	7257	9668	27097	0,36	2500	8, 9, 12, 13	ТНЭЗ	1000	4	2	0,80	384	384	6873,1	0,79	1,39	1,4	10,8	0,6	5,5	66,5	329,6	6455	714	6494		
5 Кислородная	2	458	532	701	493	1,42	2500																						
Итого:		458	532	701	493	1,42	2500	7	ТНЭЗ	400	2	1	0,80	447	447	85,0	0,79	1,39	0,7	5,9	1,0	4,5	9,0	31,0	466	479	668		
6 Вальце-инструментальный цех	3	791	666	1034	4072	0,25	1600																						
Итого:		791	666	1034	4072	0,25	1600	6	ТНЭЗ	1000	1	1	0,95	526	526	140,4	0,95	-	1,4	10,8	0,6	5,5	11,1	55,6	803	581	991		
7 РМЦ	2	617	856	1055	961	1,10	2500																						
12 Пилорама	3	69	70	98	1983	0,05	400	РПН-1																					
Итого:		685	925	1152	961	1,20	2500	2	ТНЭЗ	630	2	1	0,80	739	739	186,0	0,79	1,39	1,0	7,6	0,6	5,5	11,7	51,9	80	791	795		
8 Компрессорная	2	377	436	576	361	1,60	2500																						
Итого:		377	436	576	361	1,60	2500	10	ТНЭЗ	250	2	1	0,80	134	134	302,3	0,79	1,39	0,5	4,2	1,2	4,5	6,4	20,4	360	154	391		
9 Электроцех	3	353	443	567	1532	0,37	2500																						
Итого:		353	443	567	1532	0,37	2500	11	ТНЭЗ	400	1	1	0,95	140	140	303,1	0,95	-	0,7	5,9	1,0	4,5	6,0	20,2	359	160	393		
11 Насосная	2	1379	1835	2295	493	4,65	2500																						
2 Газоочистка	2	196	227	299	267	1,12	2500	РПН-3																					
Итого:		1574	2062	2595	493	5,26	2500	4	ТНЭЗ	1000	2	1	0,80	285	285	1776,9	0,79	1,39	1,4	10,8	0,6	5,5	16,6	82,4	212	367	424		
14 АБК	3	198	223	298	1392	0,21	1000																						
Итого:		198	223	298	1392	0,21	1000	1	ТНЭЗ	250	1	1	0,95	131	131	91,9	0,95	-	0,5	4,2	1,2	4,5	4,3	13,2	203	144	248		
Потери в эл/техн.																													
1 Шлакоплавильный цех									ЭТМПК	2800	1	2							13,5	41,0	2,6	14,9	50,5	449,3					
4 Трубопрокатный цех									ТСЗП	1600	1	2							2,3	9,0	0,9	4,8	10,4	83,7					
									ТСЗП	630	1	4							1,3	6,4	0,6	5,9	7,1	37,3					
									ТСЗП	1000	1	2							1,8	9,00	0,9	6,2	9,9	65,0					
Итого по предприятию:																						238	1374	9193	4857				

Примечание: в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.

Установка РПН определяется из условия

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000. \quad (2.11)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

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

Проверка выполнения соотношения (2.11) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
2	1	$98 \cdot 91 = 8918$
3	2	$146 \cdot 7 = 1022$
4	3	$299 \cdot 37 = 11063$
5	4	$146 \cdot 28 = 4088$

Выводы по разделу 2

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТНЭЗ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки РПН в цехах с малой нагрузкой.

3 ВЫБОР КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ. РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

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

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

где L – 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 [3]

$$P_p^V = 0,85 \cdot (12510 + 22340 + 238) + 638 = 30463 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,7 + 0,016 \cdot 30463} = 97 \text{ кВ.}$$

Предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, Так как $U_{\text{рац}} = 97 \gg 35$ кВ, поэтому не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения предприятия на 35 и 110 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции:

$$S_p^V = \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (3.2)$$

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

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

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

$$Q'_{\text{эс}} = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (3.3)$$

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (3.4)$$

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{T,НОМ} \geq \frac{S_P^V}{n \cdot k_{3.н.}}, \quad (3.5)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{3.н.} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Расчеты по выражениям (3.3) – (3.5) представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{НОМ}$, кВ	S_P^V , кВ·А	$Q_{ЭС}$, квар	$\Delta Q_{ГПП}$, квар	$S_{T,расч}$, кВ·А	$S_{T,прин}$, кВ·А	$k_{3.н.110}$
110	33061	15231	2384	23615	25000	0,66

Принимаем трансформатор ТРДН-25000/110/10/10 [11], технические характеристики которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики трансформаторов

S_T , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

Выводы по разделу 3

В данном разделе по формуле Стилла принимаем класс внешнего электро-снабжения на 110 кВ. по результатам расчетов на ГПП выбраны два трансформатора типа ТРДН-25000/110/10/10.

4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих (ВЛ).

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n \left(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз} \right). \quad (4.1)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %;

U_k – напряжение короткого замыкания, %.

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

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

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):

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

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_3} \quad (4.6)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² [12].

Расчеты по выражениям (4.1) – (4.6) представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Условия выбора сечения провода

$\Delta P_{r.110}$, кВт	$\Delta Q_{r.110}$, квар	$S_{p.л.110}$ кВт·А	$I_{p.л.110}$, А	$I_{п.110}$, А	F_3
149	2445	34192	90	180	82

Окончательно принимаем провод марки АС-95/16 [13].

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.1.

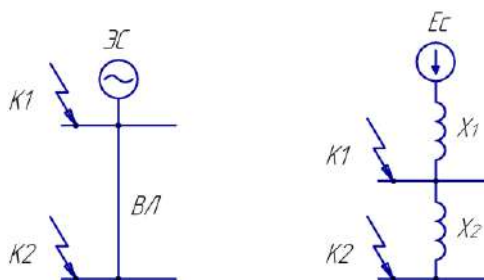


Рисунок 4.1 – Схема для расчета токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (4.7)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1} \quad (4.8)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}. \quad (4.9)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [4].

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.10)$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.11)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2 определим по формуле (4.9):
Расчеты по выражениям (4.7) – (4.11) представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2

x_1	$I_{к1}$	$i_{уд1}$	x_2	$I_{к2}$	$i_{уд2}$
0,29	17,3	42,0	0,35	7,8	19,8

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.12)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.13)$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (4.14)$$

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

$$I_{п,τ} \leq I_{отк.ном} ; \quad (4.15)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} , \quad (4.16)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (4.17)$$

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

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

$$i_{а,τ} \leq i_{а,ном} ; \quad (4.18)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{τ}{T_a}} , \quad (4.19)$$

где $τ$ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [4].

Расчетное время

$$τ = t_{р.з.мин} + t_{с.в} , \quad (4.20)$$

где $t_{р.з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [14] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени $τ$:

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк,ном} . \quad (4.21)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (4.22)$$

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.23)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (4.24)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных выключателей по выражениям (4.12) – (4.24) представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110,0 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 184 \text{ А};$	$I_{ном} = 1250,0 \text{ А};$
$I_{отк.ном} \geq I_{п,т};$	$I_{п,0} = 17,3 \text{ кА};$	$I_{отк} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{а,ном} \geq i_{а,т};$	$i_{а,т} = 5,1 \text{ кА};$	$i_{а,ном} = 22,6 \text{ кА};$
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$	$I_{п,0} = 17,3 \text{ кА};$	$I_{пр.скв} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$	$i_y = 42,0 \text{ кА};$	$i_{дин} = 102,0 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$	$B_k = 430,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор и сравнение условий [4], расчетных величин и каталожных данных [15] выбранных разъединителей по выражениям (4.12) – (4.24) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 184 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$	$i_y = 42,0 \text{ кА};$	$i_y = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$	$B_k = 430,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.5 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
110 кВ									
W var	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М [16]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [17]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{ном} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [18] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Выводы по разделу 4

В данном разделе осуществлен выбор ВЛ типа АС-95/16, коммутационно-измерительная аппаратура с элегазовой изоляцией выбрана типа ВЭБ-110-40/1250 УЗ, РГ-110/1000 УХЛ1, ЗНОГ-110 У1.

5 ВНУТРИЗАВОДСКАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по смешанным схемам. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии. Согласно [19, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ. Принимаем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10 [20].

Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на листе 2 графической части.

5.1 Расчет питающих 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 [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.1)$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.k.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, АПвПу-10 (3х50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 195$ А, удельные сопротивления: $r_0 = 0,64$ Ом/км, $x_0 = 0,18$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_l \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% ; \quad (5.4)$$

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) – (5.4) представлен в таблице 5.1. После определения токов короткого замыкания, полученные сечения кабельных линий, будут проверены по термической стойкости к токам короткого замыкания с учетом термически стойкого сечения жилы кабеля ($F_{т.ж}$) и приняты окончательны сечения кабелей.

Выводы по разделу 5

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, проложенного в траншеях и в асбоцементных трубах.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _р , кВт	Q _р , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _т , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Г _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Г _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП1	203	144	248	14	8	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	14	-	371	0,90	1,01	337	-	-	0,229	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП2	348	396	527	30	18	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	30	61	371	0,90	1,01	337	1,25	422	0,032	0,164	0,161	0,00
ГПП-ТП3	67	420	425	25	14	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	25	49	371	0,87	1,01	326	1,25	407	0,218	0,164	0,161	0,02
ГПП-ТП4	1176	497	1310	76	45	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	76	151	371	0,87	1,01	326	1,25	407	0,237	0,164	0,161	0,06
ТП4-ТП5	381	314	494	29	17	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	29	57	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,031	0,164	0,161	0,00
ГПП-ТП6	803	581	991	57	34	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	57	-	371	0,86	1,01	322	-	-	0,116	0,164	0,161	0,03
ГПП-ТП8	1040	328	1146	66	39	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	66	132	371	0,86	1,01	322	1,25	403	0,262	0,164	0,161	0,06
ТП8-ТП7	233	239	334	19	11	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	19	39	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,092	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП9	2421	268	2435	141	83	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	141	-	371	0,86	1,01	322	-	-	0,158	0,164	0,161	0,07
ТП9-ТП13	1614	178	1624	94	55	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	на лотках	94	188	518	1,00	1,03	534	1,25	667	0,096	0,164	0,161	0,03
ТП13-ТП12	807	89	812	47	28	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	47	94	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,096	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП10	192	77	207	12	7	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	12	24	371	0,90	1,01	337	1,25	422	0,170	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП11	359	160	393	23	13	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	23	-	371	0,90	1,01	337	-	-	0,218	0,164	0,161	0,02
ГПП-РТП	2500	2250	3363	194	114	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	194	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,208	0,125	0,157	0,14
ГПП-СД1	630	-473	788	46	27	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	46	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,231	0,320	0,170	0,03
ГПП-СД2	1600	-1440	2153	124	73	84	95	2xАПвПу-10 (3x95)	в траншее	124	-	263	0,85	1,01	226	-	-	0,173	0,320	0,170	0,05
ГПП-АД	800	720	1076	62	37	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	в траншее	62	-	263	0,85	1,01	226	-	-	0,166	0,320	0,170	0,06
ГПП-РП1	5727	-1747	5987	346	204	272	300	2xАПвПу-10 3x(1x300/70)	на лотках	346	692	693	1,00	1,03	714	1,25	892	0,099	0,130	0,167	0,03
РП1-СД3	2000	-1800	2691	156	91	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	156	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,037	0,320	0,170	0,01
РП1-СД4	800	-720	1076	62	37	84	95	2xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	62	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,067	0,320	0,170	0,01
РП1-ПЧ1	1400	1260	1884	109	64	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	109	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,010	0,125	0,157	0,00
РП1-ПЧ2	825	743	1110	64	38	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	64	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,023	0,125	0,157	0,01
РП1-ПЧ3	460	423	625	36	21	206	240	4xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	36	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,050	0,125	0,157	0,01
0,4 кВ																					
ТП2-РПН1	69	70	98	142	-	-	50	ААПл-1 (4x50)	в траншее	142	-	165	1,00	1,01	167	-	-	0,091	0,77	0,06	0,01
ТП3-РПН2	118	86	146	212	-	-	95	ААПл-1 (4x95)	в траншее	212	-	240	1,00	1,01	242	-	-	0,007	0,41	0,06	0,00
ТП4-РПН3	196	227	299	434	-	-	120	ААПл-1 (4x120)	в траншее	434	-	270	1,00	1,01	273	-	-	0,037	0,32	0,06	0,00
ТП5-РПН4	109	97	146	211	-	-	95	ААПл-1 (4x95)	в траншее	211	-	240	1,00	1,01	242	-	-	0,028	0,41	0,06	0,00

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Принципиальную схему для расчета токов КЗ представим на рисунке 6.1.

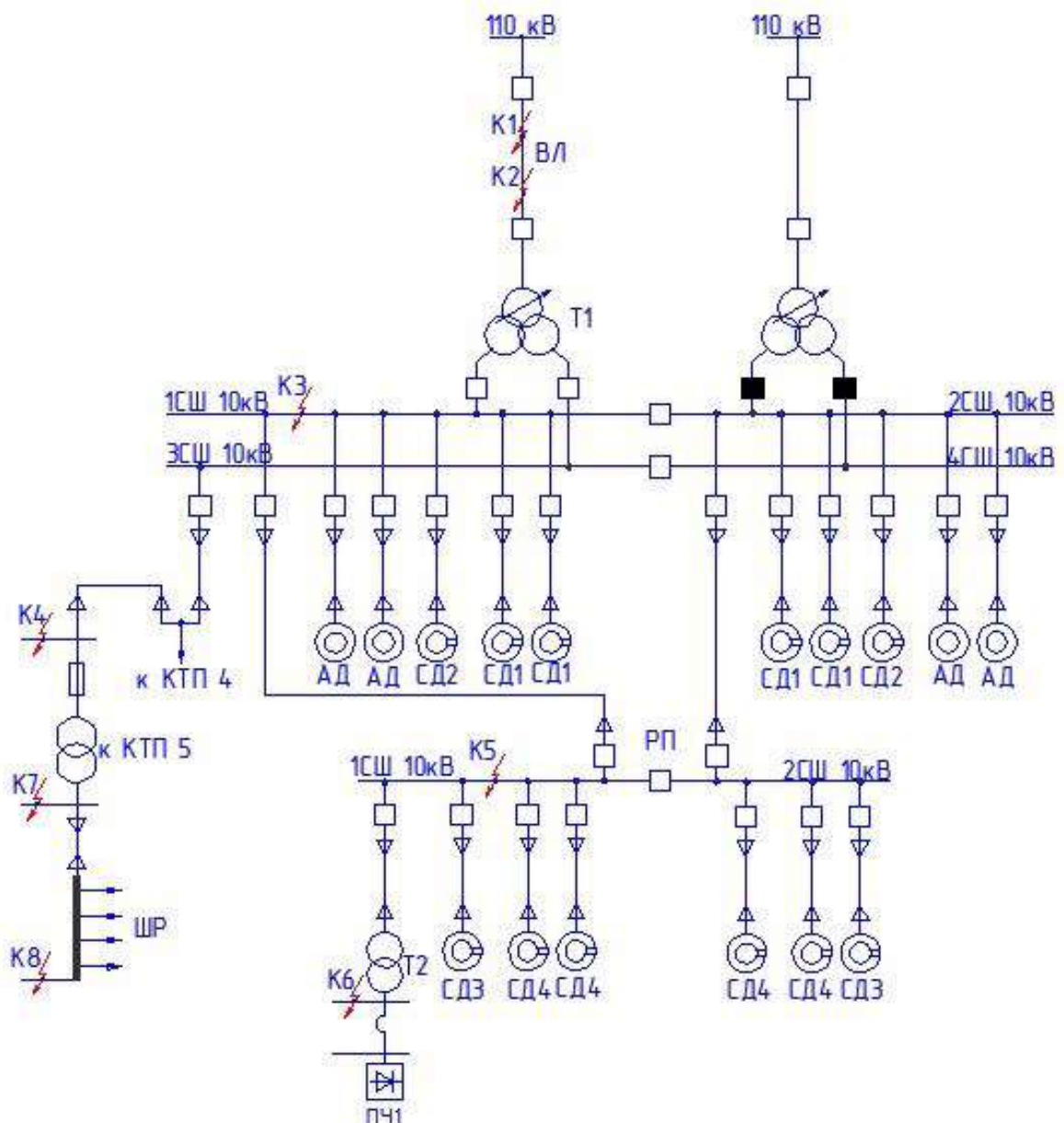


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

35

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 – в РУ ГПП;
- K_4 – в сети напряжением 10 кВ перед трансформатором КТП-5;
- K_5 – в РП;
- K_6 – на выводах обмотки НН трансформатора для питания тиристорных преобразователей;
- K_7 – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором КТП-5;
- K_8 – в сети напряжением 0,4 кВ в конце шинопровода ШР.

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от двигателей напряжением 10 кВ можно не учитывать. В подпитке точки K_3 и K_5 участвуют высоковольтные двигатели, подключенные к обеим секциям.

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

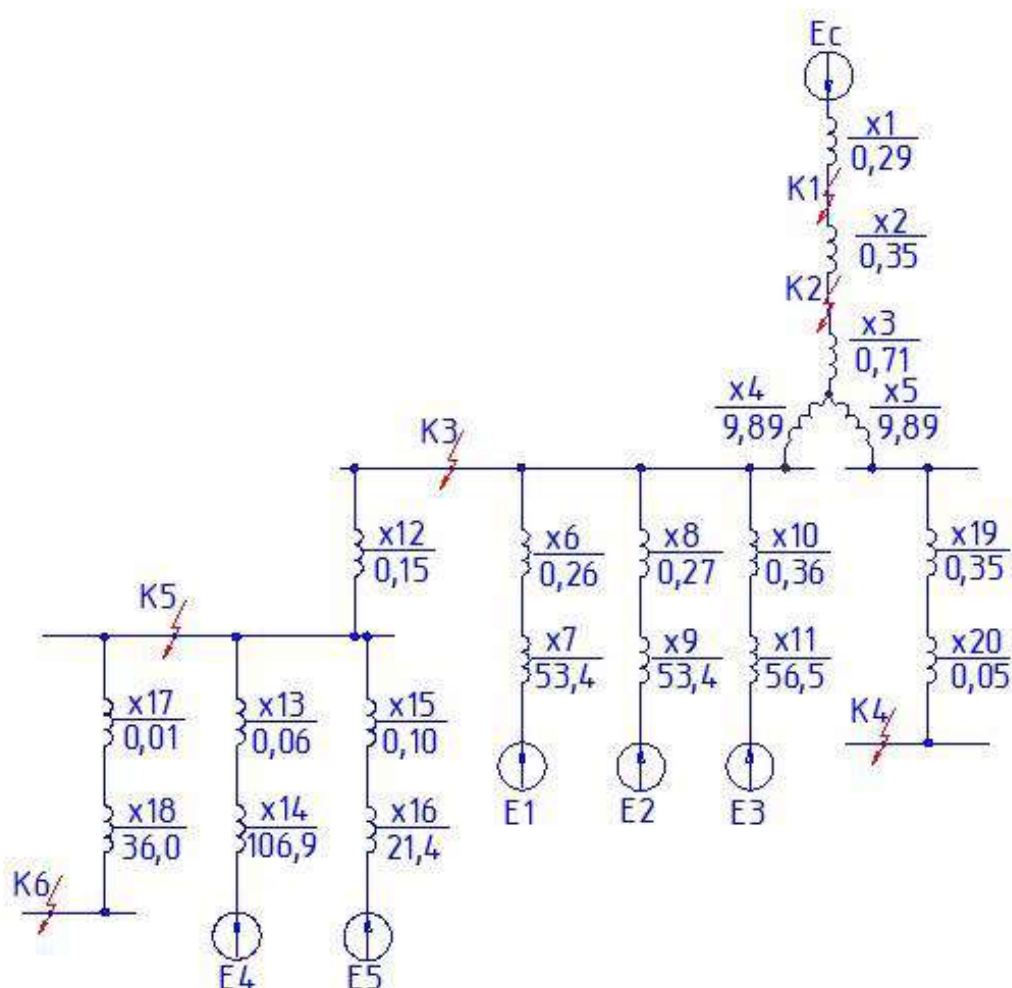


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

36

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{кз1.max}}}; \quad (6.1)$$

где S_{σ} – базисная мощность, $\text{МВ} \cdot \text{А}$;

$S_{\text{кз1.max}} = 3500$ – мощность короткого замыкания, $\text{МВ} \cdot \text{А}$.

Ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{\text{к1}} = I_{\text{пт1}} = I_{\text{п01}} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot x_1}; \quad (6.2)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{к1}}; \quad (6.3)$$

где $k_{\text{уд1}}$ – ударный коэффициент [4].

Сопротивление воздушной линии. Марка и сечение АС-95/16:

$$x_2 = x_{\text{л}} = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (6.4)$$

Ток короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{\text{к2}} = I_{\text{пт2}} = I_{\text{п02}} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot (x_1 + x_2)}; \quad (6.5)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 по формуле (6.3):

Мощность короткого замыкания в точке K_2 :

$$S_{\text{кз2.max}} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{\text{к2}}; \quad (6.6)$$

Сопротивление трансформатора ГПП ТРДН-25000/110/10/10:

$$x_{T.\max} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 + \Delta U_{\text{рпн}\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{T.н}}}; \quad (6.7)$$

где $U_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$\Delta U_{\text{рпн}\%} = 16$ – половина полного диапазона РПН, %;

$S_{\text{T.н}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$x_3 = 0,125 \cdot x_T; \quad (6.8)$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения:

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_T; \quad (6.9)$$

Таблица 6.1 – Расчет параметров схемы замещения

x_1	x_2	x_3	$x_4 = x_5$
0,29	0,35	0,71	9,89

Сопротивление кабельной линии:

$$x_6 = x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}2}^2}; \quad (6.10)$$

Таблица 6.2 – Расчет параметров схемы замещения

x_6	x_8	x_{10}	x_{12}	x_{13}	x_{15}	x_{17}	x_{19}	x_{20}
0,26	0,27	0,36	0,15	0,06	0,10	0,01	0,35	0,05

Сопротивление электродвигателя:

$$x_7 = x_{\text{д}} = \frac{1}{n_{\text{д}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{\text{б}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{д}}}; \quad (6.11)$$

Таблица 6.3 – Расчет параметров схемы замещения

x_7	x_9	x_{11}	x_{14}	x_{16}
53,4	53,4	56,5	106,9	21,4

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

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

$$x_{21} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4; \quad (6.12)$$

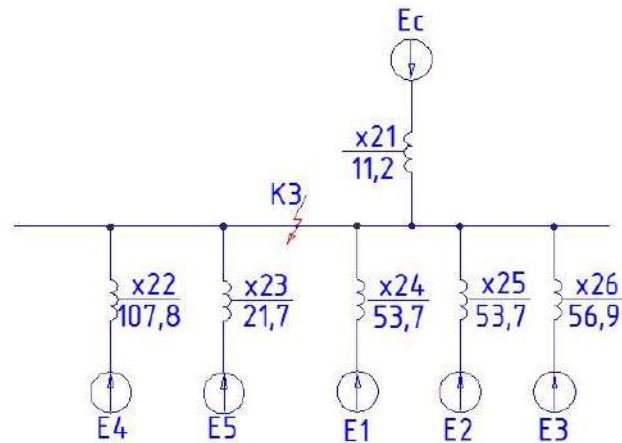


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

Сопротивления x_{22} , x_{23} , для этого найдем эквивалентное сопротивление:

$$x_{э1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{13} + x_{14}} + \frac{1}{x_{15} + x_{16}}} \quad (6.13)$$

Коэффициенты токораспределения:

$$C_1 = \frac{x_{э1}}{x_{13} + x_{14}}; \quad (6.14)$$

$$C_2 = \frac{x_{э1}}{x_{15} + x_{16}}; \quad (6.15)$$

Результирующее сопротивление:

$$x_{рез} = x_{э1} + x_{12}; \quad (6.16)$$

Таблица 6.4 – Расчет параметров схемы замещения

$x_{\text{эл}}$	C_1	C_2	$x_{\text{рез}}$
17,9	0,17	0,83	18,0

Определим сопротивления x_{22} , x_{23} :

$$x_{22} = \frac{x_{\text{рез}}}{C_1}; \quad (6.17)$$

$$x_{23} = \frac{x_{\text{рез}}}{C_2}; \quad (6.18)$$

Определим сопротивления x_{24} , x_{25} , x_{26} :

$$x_{24} = x_6 + x_7; \quad (6.19)$$

$$x_{25} = x_8 + x_9; \quad (6.20)$$

$$x_{26} = x_{10} + x_{11}; \quad (6.21)$$

Таблица 6.5 – Расчет параметров схемы замещения

x_{21}	x_{22}	x_{23}	x_{24}	x_{25}	x_{26}
11,2	107,8	21,7	53,7	53,7	56,9

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (6.22)$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_c = \frac{E_c}{x_{21}} \cdot I_6; \quad (6.23)$$

$$I_{\text{сд1}} = \frac{E_1}{x_{26}} \cdot I_6; \quad (6.24)$$

$$I_{\text{СД2}} = \frac{E_2}{x_{25}} \cdot I_6; \quad (6.25)$$

$$I_{\text{АД}} = \frac{E_3}{x_{24}} \cdot I_6; \quad (6.26)$$

$$I_{\text{СД3}} = \frac{E_4}{x_{22}} \cdot I_6; \quad (6.27)$$

$$I_{\text{СД4}} = \frac{E_5}{x_{23}} \cdot I_6; \quad (6.28)$$

Расчеты по выражениям (6.25) – (6.31) представим в таблице 6.6.

Таблица 6.6

$I_6,$ кА	$I_c,$ кА	$I_{\text{СД1}},$ кА	$I_{\text{СД2}},$ кА	$I_{\text{АД}},$ кА	$I_{\text{СД3}},$ кА	$I_{\text{СД4}},$ кА
55,0	4,9	1,1	1,1	0,9	0,6	2,8

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_3 :

$$I_{\text{к3}} = I_{\text{пт3}} = I_{\text{п03}} = I_c + I_{\text{СД1}} + I_{\text{СД2}} + I_{\text{АД}} + I_{\text{СД3}} + I_{\text{СД4}}; \quad (6.29)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_3 по формуле (6.3).

Мощность короткого замыкания в точке K_3 по формуле (6.6).

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_3 :

$$I_{\text{к3}}^{(2)} = \frac{S_{\text{к3}}}{2 \cdot U_{\text{ср}}}; \quad (6.30)$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_4 .

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{19} + x_{20} + x_{21}; \quad (6.31)$$

Полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}; \quad (6.32)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_4 :

$$S_{кз4.max} = \frac{S_6}{Z_\Sigma}; \quad (6.33)$$

Ток короткого замыкания в точке K_4 :

$$I_{к4} = \frac{S_{кз4.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (6.34)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_4 по формуле (6.3).

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_4 по формуле (6.30).

Расчеты по выражениям (6.31) – (6.32) представим в таблице 6.7.

Таблица 6.7

X_Σ	Z_Σ
11,6	11,6

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точке K_7 и K_8 (рисунок 6.1) представлен на рисунке 6.4.

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

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}}; \quad (6.35)$$

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}; \quad (6.36)$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТНЭЗ-630 [21], приведены к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 6.8.

Таблица 1.8 – Сопротивление трансформатора

S _{тр} , кВА	Схема соединения обмоток	U _к , %	Сопротивления, мОм		
			Прямой последовательности		
			r _{тр}	x _{тр}	Z _{тр}
630	Д / Y ₀	5,5	3,4	13,5	14,0

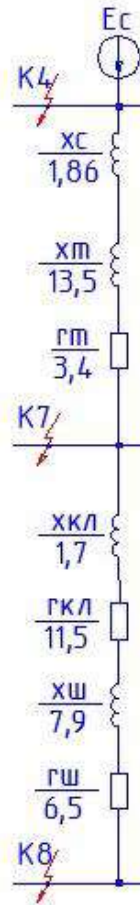


Рисунок 6.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K₄

Сопротивление шинпровода:

$$r_{ш} = r_{уд.ш} \cdot L_{ш}; \quad (6.37)$$

$$x_{ш} = x_{уд.ш} \cdot L_{ш}; \quad (6.38)$$

Сопротивление кабельной линии, питающей шинпровод:

$$r_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл}; \quad (6.39)$$

$$X_{\text{кЛ}} = \frac{1}{n_{\text{кЛ}}} \cdot X_{\text{уд.кЛ}} \cdot L_{\text{кЛ}}; \quad (6.40)$$

Суммарное активное сопротивление точек К₇ и К₈

$$r_{\Sigma 7} = r_{\text{тр}}; \quad (6.41)$$

$$r_{\Sigma 8} = r_{\text{тр}} + r_{\text{кЛ}} + r_{\text{ш}}; \quad (6.42)$$

Суммарное индуктивное сопротивление точек К₇ и К₈

$$X_{\Sigma 7} = X_{\text{с}} + X_{\text{тр}}; \quad (6.43)$$

$$X_{\Sigma 8} = X_{\text{с}} + X_{\text{тр}} + X_{\text{кЛ}} + X_{\text{ш}}; \quad (6.44)$$

Полное сопротивление точек К₇ и К₈

$$Z_{\Sigma 7} = \sqrt{r_{\Sigma 7}^2 + X_{\Sigma 7}^2}; \quad (6.45)$$

$$Z_{\Sigma 8} = \sqrt{r_{\Sigma 8}^2 + X_{\Sigma 8}^2}; \quad (6.46)$$

Таблица 6.9 – Расчет параметров схемы замещения

$r_{\text{ш}}$	$X_{\text{ш}}$	$r_{\text{кЛ}}$	$X_{\text{кЛ}}$	$r_{\Sigma 7}$	$X_{\Sigma 7}$	$r_{\Sigma 8}$	$X_{\Sigma 8}$	$Z_{\Sigma 7}$	$Z_{\Sigma 8}$
6,5	7,9	11,5	1,7	3,4	15,4	21,4	25,0	15,7	32,9

Ударный ток короткого замыкания точек К₇ и К₈ (6.3).

Мощность короткого замыкания точек К₇ и К₈

$$S_{\text{кз7.max}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{к7}}; \quad (6.47)$$

$$S_{\text{кз8.max}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{к8}}; \quad (6.48)$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₅ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.5.

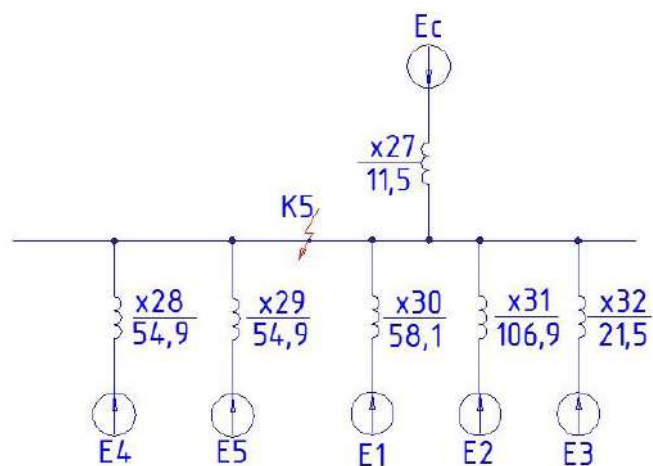


Рисунок 6.5 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К₅
Найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\text{э2}} = \frac{1}{\frac{1}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} + \frac{1}{x_6 + x_7} + \frac{1}{x_8 + x_9} + \frac{1}{x_{10} + x_{11}}} \quad (6.49)$$

Коэффициенты токораспределения:

$$C_3 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4}; \quad (6.50)$$

$$C_4 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_6 + x_7}; \quad (6.51)$$

$$C_5 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_8 + x_9}; \quad (6.52)$$

$$C_6 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_{10} + x_{11}}; \quad (6.53)$$

Результирующее сопротивление:

$$x_{\text{рез}} = x_{\text{э2}} + x_{12}; \quad (6.54)$$

Таблица 6.10 – Расчет параметров схемы замещения

x_{32}	C_3	C_4	C_5	C_6	$x_{рез}$
6,95	0,62	0,13	0,13	0,12	7,1

Определим сопротивления x_{27} , x_{28} , x_{29} , x_{30} :

$$x_{27} = \frac{x_{рез}}{C_3}; \quad (6.55)$$

$$x_{28} = \frac{x_{рез}}{C_4}; \quad (6.56)$$

$$x_{29} = \frac{x_{рез}}{C_5}; \quad (6.57)$$

$$x_{30} = \frac{x_{рез}}{C_6}; \quad (6.58)$$

Определим сопротивления x_{31} , x_{32} :

$$x_{31} = x_{13} + x_{14}; \quad (6.59)$$

$$x_{32} = x_{15} + x_{16}; \quad (6.60)$$

Таблица 6.11 – Расчет параметров схемы замещения

x_{27}	x_{28}	x_{29}	x_{30}	x_{31}	x_{32}
11,5	54,9	54,9	58,1	106,9	21,5

Базисный ток по формуле (6.22):

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви по формулам (6.23) – (6.28).

Расчеты представим в таблице 6.12.

Таблица 6.12

$I_б,$ кА	$I_c,$ кА	$I_{сд1},$ кА	$I_{сд2},$ кА	$I_{ад},$ кА	$I_{сд3},$ кА	$I_{сд4},$ кА
55,0	4,8	1,1	1,1	0,9	0,6	2,8

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_5 по формуле (6.29):

Ударный ток короткого замыкания в точке K_5 по формуле (6.3).

Мощность короткого замыкания в точке K_5 по формуле (6.6).

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_5 по формуле (6.30).

Полное сопротивление трансформатора для ПЧ1:

$$z_{\text{тр.ПЧ1}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр.ПЧ1}}}; \quad (6.61)$$

где $S_{\text{тр.ПЧ1}} = 1600$ – мощность трансформатора, МВ·А.

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{\text{тр.ПЧ1}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр.ПЧ1}}^2}; \quad (6.62)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{18} = x_{\text{тр.ПЧ1}} = \sqrt{z_{\text{тр.ПЧ1}}^2 - r_{\text{тр.ПЧ1}}^2}; \quad (6.63)$$

Таблица 6.13 – Расчет параметров схемы замещения

$z_{\text{тр.ПЧ1}}$	$r_{\text{тр.ПЧ1}}$	$x_{\text{тр.ПЧ1}}$
36,3	3,87	36,1

Суммарное индуктивное сопротивление в точке K_6 :

$$x_{\Sigma 6} = x_{27} + x_{17} + x_{18}; \quad (6.64)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_6 :

$$S_{\text{к6. max}} = \frac{S_6}{x_{\Sigma 6}}; \quad (6.65)$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_6 по формуле (6.34).

Ударный ток короткого замыкания в точке K_6 по формуле (6.3).

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_6 по формуле (6.30).

Результаты расчета ТКЗ, выполненные по выражениям (6.1) – (6.65), представим в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	$I_{кз}$, кА		$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
		max	min		max
K ₁	115	17,6	15,2	42,7	3500,0
K ₂	115	7,9	6,9	20,2	1578,2
K ₃	10,5	11,4	9,8	30,8	206,6
K ₄	10,5	4,7	4,1	10,7	86,0
K ₅	10,5	11,2	9,7	30,5	204,3
K ₆	10,5	1,2	1,0	2,6	21,0
K ₇	0,4	14,7	12,7	33,2	10,2
K ₈	0,4	7,0	6,1	15,9	4,9

Выводы по разделу 6

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 ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Путем технико-экономического сравнения вариантов, определим целесообразность двух вариантов подключения ТП, а именно:

1 магистральная схема подключения цеховых ТП: ГПП-ТП9-ТП13-ТП12, изображена на рисунке 7.1

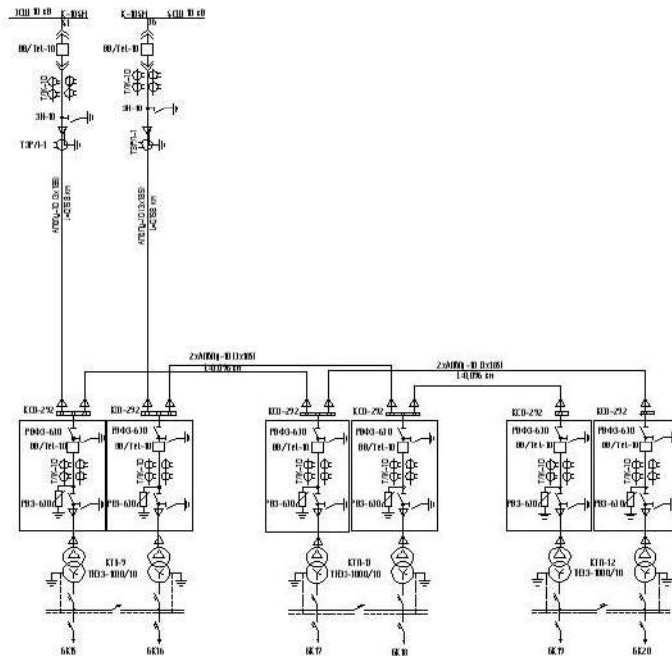


Рисунок 7.1 – магистральная схема (вариант 1)

2 радиальная схема подключения цеховых ТП: ГПП-ТП9, ГПП-ТП13 и ГПП-ТП12 изображена на рисунке 7.2

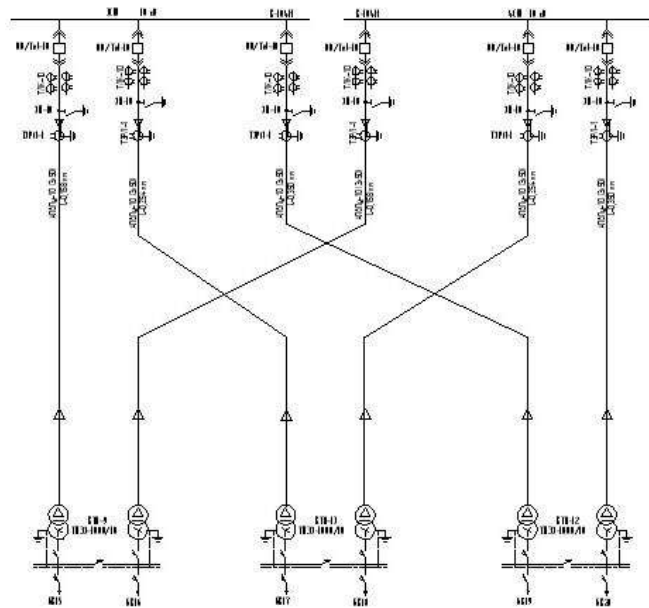


Рисунок 7.2 – радиальная схема (вариант 2)

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

7.1 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot \left(3 \cdot I_{р.л.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau \right) \quad (7.1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (7.2)$$

где T_m – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год.

Расчеты по выражениям (7.1) – (7.2) представим в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Определение потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	$I_{р.л.}$, А	r_0 , Ом/км	L, км	$\frac{\Delta A_{л},}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ год
ГПП-ТП9	2	141	0,29	0,158	15
ТП9-ТП13	2	94	0,26	0,096	4
ТП13-ТП12	2	47	0,23	0,096	1
Итого по варианту I					19
ГПП-ТП9	2	47	0,23	0,158	1
ГПП-ТП13	2	47	0,23	0,254	2
ГПП-ТП12	2	47	0,23	0,350	3
Итого по варианту II					6

7.2 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3 \quad (7.3)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

k_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (7.4)$$

где $E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

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

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{дл}) \cdot C_0', \quad (7.5)$$

где C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (7.6)$$

где δ – поправочный коэффициент;

α – основная ставка тарифа [22, 23], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [22, 23], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия;

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (7.3) – (7.6) сведем в таблицу 7.3 и 7.4. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [24].

Таблица 7.3 – 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	ΔA МВт/год	C_3 , 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 ВВ/Тел-10	пол	2	815	1630	0,193	315			
Камера КСО-292	пол	6	251	1506	0,193	290			
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП9 марки АПвПУ-10 (3x150) в траншее	км	0,158	857	135	0,152	21	15	96	

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прокладка двухцепной КЛ ТП9-ТП13 марки АПвПУ-10 (3х95) в траншее	км	0,096	857	82	0,152	13	4	23	
Прокладка двухцепной КЛ ТП13-ТП12 марки АПвПУ-10 (3х70) в траншее	км	0,096	857	82	0,152	13	1	5	
Всего по варианту				3435		652	19	125	777

Таблица 7.4 – Техничко-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 МВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с с ВВ/Тел-10	пол	6	815	4890	0,193	944			
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП9 марки АПвПУ-10 (3х50) в траншее	шт	0,158	857	135	0,152	21	1	8	
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП13 марки АПвПУ-10 (3х50) в траншее	км	0,254	857	218	0,152	33	2	1	
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП12 марки АПвПУ-10 (3х50) в траншее	км	0,350	857	300	0,152	46	3	1	
Всего по варианту				5759		1044	6	10	1054

7.3 Выбор оптимального варианта схемы внутреннего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные за- траты К, тыс. руб.	Приведенные ка- питальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб./год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
I	3435	652	19	125	777
II	5759	1044	6	10	1054

Приведенные затраты во II варианте больше, чем в варианте I на:

$$\frac{1054 - 777}{777} \cdot 100\% = 26\%$$

Выводы по разделу 7

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанций, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился дешевле на 26 % в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

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) [25] со шкафами типа К-104М (двухстороннего обслуживания, где выключатель установлен на выкатной тележке). Тип выключателя для ячеек выбираем ВВ/Тел-10 [26], тип трансформаторов тока, согласно комплектации К-104М принимаем ТЛК-10 [27].

Распределительный пункт РП 10 кВ со шкафами К-XXVI [25] (одностороннего обслуживания, где выключатель установлен стационарно).

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2}. \quad (8.1)$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Условия выбора по выражениям (8.1) – (8.2) представим в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ и РП

Условия выбора [12]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М	Каталожные данные К-XXVI
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ и РП

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 и К-XXVI устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/Tel-20-51/1000 [26] представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ и РП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВ/Tel-20-51/1000
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-У3 [27]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа и указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП и РП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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).

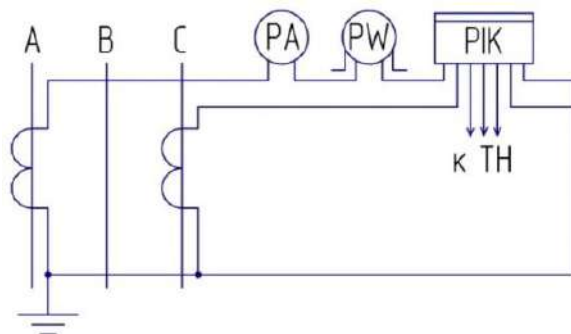


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

$z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

Результаты расчета представим в виде таблицы 8.4

Таблица 8.4

$r_{\text{приб}}, \text{ Ом}$	$r_{\text{пр}}, \text{ Ом}$	$q, \text{ мм}^2$
0,04	0,26	0,8

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$I_{\text{п.о}}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10,5	14	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10,5	42	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10,5	35	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10,5	106	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП6	10,5	57	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП8	10,5	92	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	198	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП10	10,5	17	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-ТП11	10,5	23	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-РТП	10,5	194	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-СД1	10,5	46	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-СД2	10,5	124	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-АД	10,5	62	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-РП1	10,5	969	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-1000-0,5/10Р У3
РП1-СД3	10,5	156	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
РП1-СД4	10,5	62	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ1	10,5	69	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ2	10,5	64	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ3	10,5	36	12,9	35,0	ВВ/Tel-20-51/1000	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Основные параметры выбора трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) являются диаметр кабельной линии и коэффициент трансформации (для реле, для теримнала). Исходя из опыта эксплуатации выбираем тип ТТНП ТЗРЛ-1 [28] (разъемный). Установка и замена в случае неисправности данного ТТНП возможна без снятия кабельной линии с линейного разъединителя.

Таблица 8.6 – Технические характеристики трансформаторов тока нулевой последовательности

Тип ТТНП	d КЛ, мм ²	d ТТНП, мм ²	U _{ном} , кВ	Коэффициент трансформации	Односекундный ток термической стойкости вторичной обмотки
ГПП					
ТЗРЛ-70	65	70	0,66	470/1	20
ТЗРЛ-70	70	70	0,66	470/1	20
ТЗРЛ-100	76	100	0,66	470/1	20
РП					
ТЗРЛ-70	55	70	0,66	470/1	20
ТЗРЛ-70	70	70	0,66	470/1	20

8.5 Выбор трансформаторов напряжения

В ячейках типа К-104М и К-XXVI к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 (рисунок 8.2) [29]:

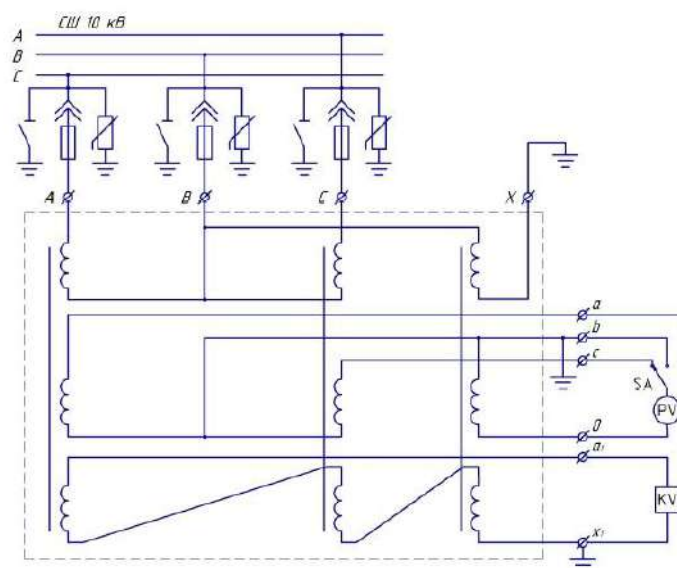


Рисунок 8.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:
– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (8.6)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

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

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

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	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность		
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар	
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	-	
РК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	9	12	16	
Итого								19	16	
НАЛИ-СЭЩ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения					S _{2Σ} = 25 ВА			
U _{ном} = 10 кВ										
S _{2,кл.тчн,0,5} = 200 ВА		S _{2ном} = 200 > S _{2Σ}								

8.6 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г. Ульяновск [30]. Данные КТП, закрытого типа, выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТНЭЗ мощностями 250, 400, 630 и 1000 кВА.

При магистральном соединении КТП на вводе трансформаторов устанавливаются камеры с односторонним обслуживанием типа КСО-292 [31] с вакуумным выключателем с электроприводом.

Для КТП-5, КТП-7, на вводе трансформаторов устанавливаются ШВВ-10 [32] с выключателем нагрузки и предохранителем, выбор которых представлен в таблицах 8.8 и 8.9.

Таблица 8.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400УЗ [33]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 40,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 400,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 35,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-80-20УЗ [34]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 40,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 80 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 12,9 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчета сведем в таблицу 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$I_{max}, \text{ А}$	$I_{отк.}, \text{ кА}$	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-7	10	39	12,9	ПКТ102-10-40-31,5 УЗ	ВНР-10/400 УЗ

8.7 Выбор устройства плавного пуска для электродвигателей

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи «источник – двигатель» и вызывает понижение напряжения в СЭС.

Выбор устройства УБПВД-ВЦ [35] производится согласно условиям:

– по номинальному выходному напряжению

$$U_{упп.ном} = U_{д.ном}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

– по максимальной мощности запускаемого двигателя

$$P_{упп.ном} \geq P_{сд.ном}$$

$$3150 \text{ кВт} \geq 2000 \text{ кВт}$$

– по номинальному току

$$I_{\text{уш.ном}} \geq I_{\text{сд.ном}}$$

$$250 \geq \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,75} = 162 \text{ А}$$

Согласно рассмотренным условиям принимаем к установке на РП-1 УБПВД-ВЦ-10-250.

Аналогично производим расчет для секции сборных шин на ГПП принимаем к установке УБПВД-ВЦ-10-125.

Количество пусков: 3 пуска подряд с последующим интервалом 15 минут.

8.8 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [36]. Выбор токопровода представим в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$

8.9 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. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.12.

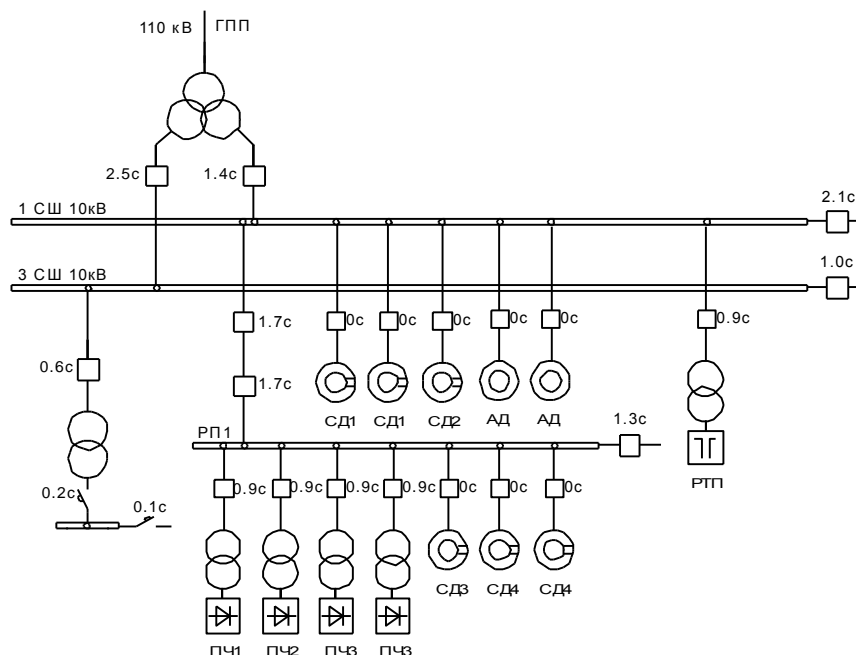


Рисунок 8.3 – Диаграмма селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.5)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$;

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

Расчеты по выражению (8.5) представим в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{\text{р.з.}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	T_a , с	B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$	$F_{\text{т.с.}}$, мм^2
ГПП – ТП	12,9	0,6	0,06	0,12	129,8	65	175
ГПП – РТП	12,9	0,9	0,06	0,12	179,7	65	206
ГПП – СД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
ГПП – АД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
ГПП – РП1	12,9	1,7	0,06	0,12	312,9	65	272
РП1 – СД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
РП1 – ПЧ	12,9	0,9	0,06	0,12	179,7	65	206

Окончательный выбор сечения кабельных линий с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания представлен в таблице 5.1.

8.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

Выбираем два трансформатора типа ТСКС-40/10 [37], которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-5-12,5.

8.11 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

В КТП принимаем к установке АВ типа Masterpact производства завода Schneider electric [38] в таблице 8.13.

Таблица 8.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	506	8,95	20,2	Masterpact NW06
ТП-2	Вводной	1275	8,95	20,2	Masterpact NW16
	Секционный	892	8,95	20,2	Masterpact NW10
ТП-3	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16
ТП-4	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16
ТП-5	Вводной	1275	8,95	20,2	Masterpact NW16
	Секционный	892	8,95	20,2	Masterpact NW10
ТП-6	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
ТП-7	Вводной	809	8,95	20,2	Masterpact NW10
	Секционный	566	8,95	20,2	Masterpact NW06
ТП-8	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16
ТП-9	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16
ТП-10	Вводной	506	8,95	20,2	Masterpact NW06
	Секционный	354	8,95	20,2	Masterpact NW06
ТП-11	Вводной	809	8,95	20,2	Masterpact NW10
ТП-12	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16
ТП-13	Вводной	2023	8,95	20,2	Masterpact NW25
	Секционный	1416	8,95	20,2	Masterpact NW16

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

63

Выводы по разделу 8

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

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		64

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

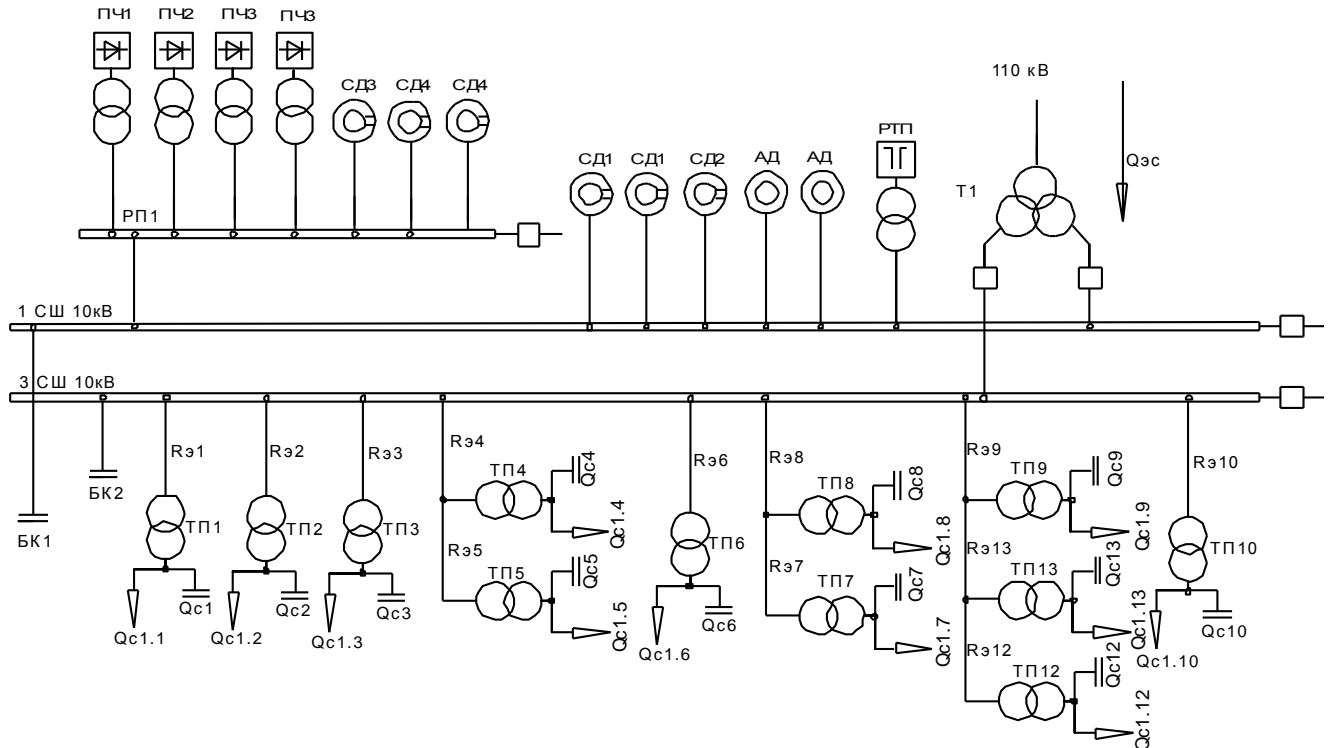


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

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

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (9.2)$$

Расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (9.1) – (9.2), результаты сведены в таблицу 9.1.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

65

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВА	Q_{li} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	250	131	13,2	6,72	0,04
ТП-2	630	370	26,0	1,91	0,01
ТП-3	1000	379	41,2	1,08	0,04
ТП-4	1000	142	41,2	1,08	0,04
ТП-5	630	288	26,0	1,91	0,01
ТП-6	1000	526	55,6	1,08	0,02
ТП-7	400	224	15,5	3,69	0,02
ТП-8	1000	48	41,2	1,08	0,04
ТП-9	1000	48	41,2	1,08	0,03
ТП-10	250	67	10,2	6,72	0,03
ТП-11	400	140	20,2	3,69	0,04
ТП-12	1000	48	41,2	1,08	0,02
ТП-13	1000	48	41,2	1,08	0,02
Итого		2457	414		

Места установки 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_{sc}).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=959,11 \cdot 12=11509,32$ руб/кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3488$ руб/кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_s в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

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

$$Z_{г.кн} = E \cdot K_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН},$$

где E – нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{БКН}$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

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

$\alpha_{изм}$ – индекс изменения сметной стоимости [39].

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ},$$

где $K_{БКВ}$ – удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

Также в составе ЭП имеются СД. Данные о СД приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{д.ном.i}$, МВт	$Q_{д.ном.i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	2,02	3,25
СД2	СТД	10	1,60	0,71	2	3000	4,56	4,85
СД3	СТД	10	2,00	1,00	4	3000	4,89	6,72
СД4	СТД	10	0,80	0,41	2	3000	2,59	3,95

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{СД.ми} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД.ном.i}^2 + Q_{СД.ном.i}^2}. \quad (9.4)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.н.i}}. \quad (9.5)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.н.i}^2}, \quad (9.6)$$

где D_{1i} , D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{СДi} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДi}}, \quad (9.7)$$

$$R_{э.СДi} = \frac{R_{л.СДi}}{N_i} + \frac{Z_{2Г.СДi}}{a \cdot C_0}. \quad (9.8)$$

Результаты расчета по формулам (9.4) – (9.8) сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{сд.ми}$, Мвар	$Z_{г.сд.и}$, руб/Мвар	$Z_{2г.сд.и}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сд.и}$, Ом	$Q_{сд.и}$, Мвар
СД1	1,70	82612	103804	0,83	0,20
СД2	2,10	84648	63852	0,53	0,29
СД3	5,37	63996	21986	0,17	1,35
СД4	1,08	83077	155281	1,20	0,13
Итого	10,24				1,98

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

$$R_{э1} = r_1 = R_{л1} + R_{т1}. \quad (9.9)$$

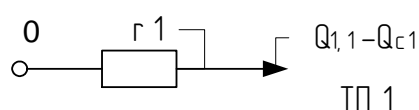


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-4 и ТП-5, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (9.10)$$

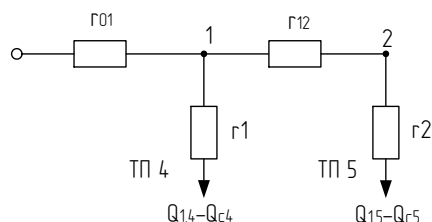


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}} \right) r_1. \quad (9.11)$$

$$R_{э5} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (9.12)$$

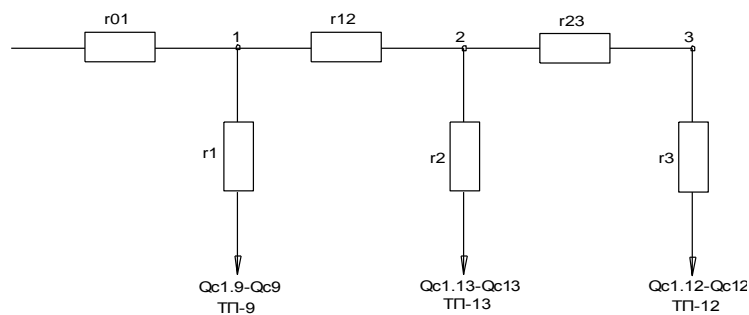


Рисунок 8.4 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{T2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}, \quad (9.13)$$

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{T2}}, \quad (9.14)$$

$$R_{\text{э}13} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_2}{R_{T2}}\right) \cdot r_2 \quad (9.15)$$

$$R_{\text{э}12} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (9.16)$$

Оптимальные РМ БКН, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена БКВ (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{c1} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\text{э}i}}, \quad (9.17)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{\text{IГ.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.18)$$

Результаты расчета по формулам (9.4) – (9.18) 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.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

Таблица 9.4 – Расчет мощности БК

Место установки БК	R _{зи} , Ом	Q _{си} , Мвар		Q _{квi} , квар	Q _{квi} + Q _{си} , квар	Тип принятой стандартной БК [40]	Q _{сти} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	6,76	0,081	81	92	173	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-2	1,92	0,175	175	93	268	УКРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-3	1,12	0,040	40	309	349	УКРМ-0,4-350-50 У3	350
ТП-4	1,11	-0,199	0	888	888	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-5	1,97	0,099	99	0	99	УКРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-6	1,10	0,195	195	140	336	УКРМ-0,4-350-25 У3	350
ТП-7	3,84	0,129	129	43	171	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-8	1,12	-0,290	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-9	1,10	-0,297	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-10	6,75	0,014	14	151	165	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-11	3,72	0,046	46	303	349	УКРМ-0,4-350-25 У3	350
ТП-12	1,12	-0,288	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-13	1,66	-0,166	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
Итого	-	-	0,779	5456	6234	-	6450

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ti}) + \frac{\Delta Q_{\Gamma ПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}$$

где $\Delta Q_{\Gamma ПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар;

Q_B – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{СД,м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД,ном}^2 + Q_{СД,ном}^2}$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

Результаты расчета сведены в таблицу 9.5.

Таблица 9.5

Q' _{эс} , квар	Q _{СД,м1} , квар	Q _{СД,м2} , квар	Q _{СД,м3} , квар	Q _{СД,м4} , квар	Q _{р,п} , квар	Q'' _{эс} , квар	tgφ ₃
15231	1696	2101	5367	1079	12172	3738	0,12

Необходимая мощность ВБК на 1 СШ

$$Q_{01} = 820 + \frac{3375 + 1512 + 1016 + 891}{2} - \frac{1980}{2} - 642 = 2585 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа АУКРМ-10,5-2700-900-12-К УХЛ1 [41].
Необходимая мощность ВБК на 3 СШ

$$Q_{03} = (2457 + 414) + 820 - 779 - 1227 = 1685 \text{ квар}$$

принимаем к установке ВБК типа АУКРМ-10,5-1800-450-12-К УХЛ1 [41].

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\operatorname{tg}\varphi_{p1} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi} + \Delta Q_{\Gamma}^{\text{ГПП}} - \sum_{i=1}^n Q_{CДi} - Q_{\text{ст.в}}}{P_{p1}};$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{p3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{\Gamma i}) + \Delta Q_{\Gamma}^{\text{ГПП}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{ку}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.н}i}}{P_{p3}}$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{СД.н}i} - Q_{\text{СД}i})}{Q_p} \cdot 100\% .$$

Результаты расчета сведены в таблицу 9.6.

Таблица 9.6

$\operatorname{tg}\varphi_{p1}$	$\operatorname{tg}\varphi_{p3}$	$Q_{\text{рез}\%}$
0,10	0,12	67

Выводы по разделу 9

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg}\varphi_p = 0,10$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg}\varphi_{\text{зс}} = 0,12$, объясняется наличием в большом количестве значительной мощности синхронных двигателей, которые являются источниками реактивной мощности.

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЗЛАХ СЭС

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 10.1

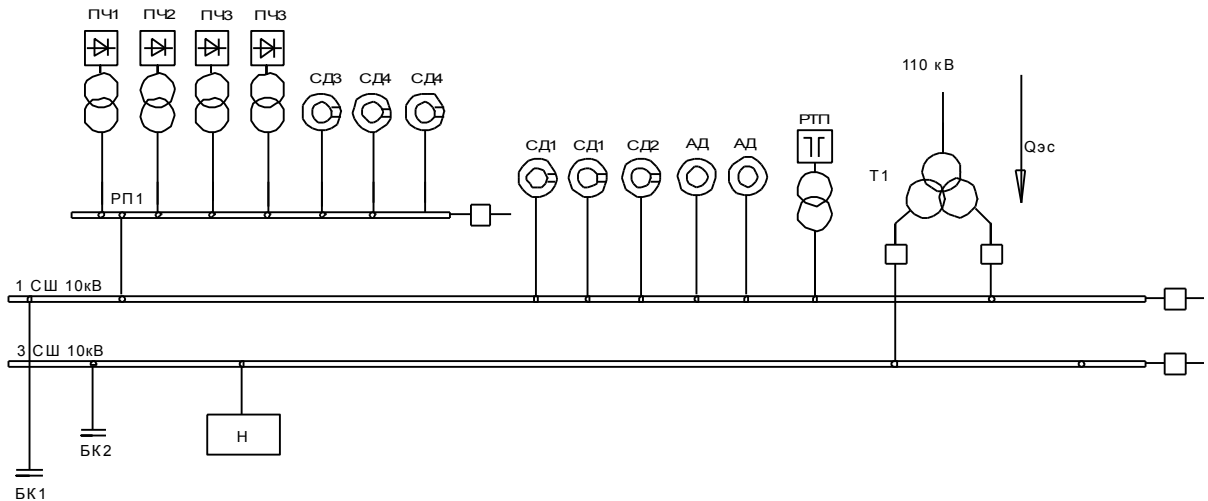


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 10.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 10.1.

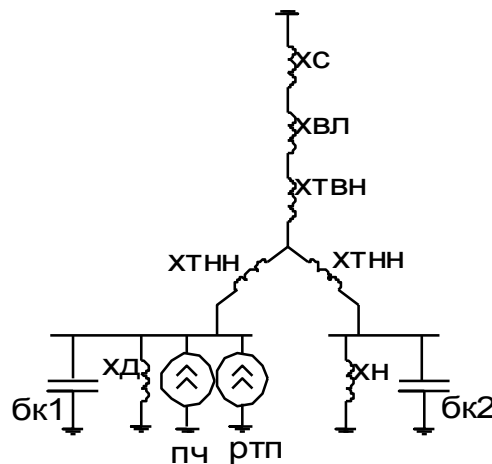


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

72

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_k}, \quad (10.1)$$

где S_k – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

Сопротивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ct}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (10.2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

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

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ct}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (10.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (10.4)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (10.5)$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{дс}}, \quad (10.6)$$

где $S_{дс}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{nv} = \frac{U_{ct}^2}{S_n} \cdot v. \quad (10.7)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

73

Сопротивление батарей конденсаторов

$$X_{BKv} = -\frac{U_{CT}^2}{Q_{BK} \cdot v}, \quad (10.8)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

Источниками искажения являются:

- РТП, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13.
- Преобразователи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник для данного источника искажения

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v^2}, \quad (10.9)$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники равен току 3-й гармоники.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками

$$I_{v2} = \frac{S_{\Pi\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v}, \quad (10.10)$$

где $S_{\Pi\Sigma}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{v\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $v=5$ и $v=7$ принимается $k_{v\Sigma}=0,9$, $v=11$ и $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ПЧ и РТП

$$I_{v\Sigma} = I_{v1} + I_{v2}$$

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.10) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

v	X_{cv}	X_{lv}	X_{TBHV}	X_{Tnhv}	$X_{\text{бк1v}}$	$X_{\text{бк2v}}$	X_{dv}	X_{hv}	I_{v1}	I_{v2}	$I_{v\Sigma}$
2	0,08	0,08	0,12	1,62	-20,42	-40,83	3,22	22,40	15,22	-	0,08
3	0,12	0,12	0,18	2,43	-13,61	-27,22	4,83	33,60	15,22	-	0,12
5	0,2	0,20	0,30	4,05	-8,17	-16,33	8,05	56,00	5,48	31,14	0,2
7	0,28	0,28	0,42	5,67	-5,83	-11,67	11,27	78,40	2,80	22,24	0,28
11	0,44	0,44	0,66	8,91	-3,71	-7,42	17,71	123,20	1,13	11,80	0,44
13	0,52	0,52	0,78	10,53	-3,14	-6,28	20,93	145,60	0,81	9,98	0,52

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2, представим на рисунке 10.3.

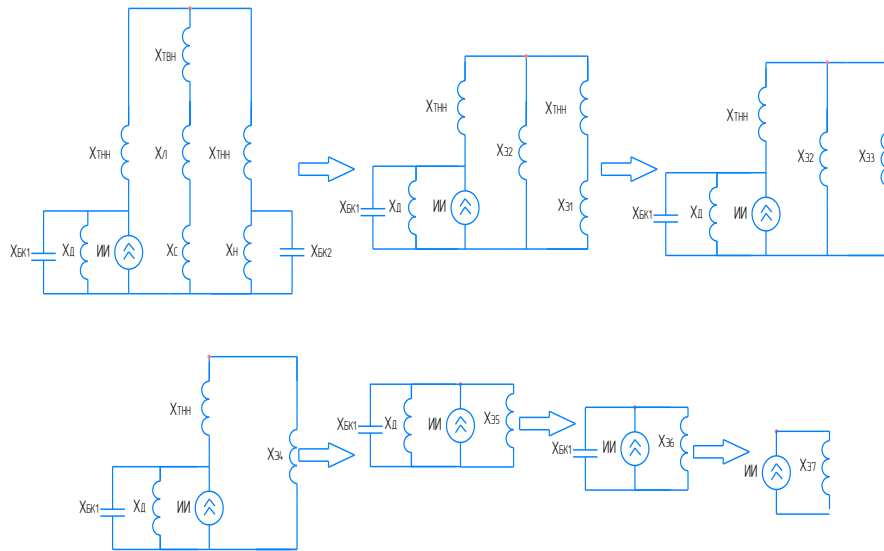


Рисунок 10.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\varepsilon 1v} = \frac{X_{\text{бк}2v} \cdot X_{\text{HV}}}{X_{\text{бк}2v} + X_{\text{HV}}} \quad (10.11)$$

$$X_{\varepsilon 2v} = X_{\text{cv}} + X_{\text{LV}} + X_{\text{ТННВ}} \quad (10.12)$$

$$X_{\varepsilon 3v} = X_{\varepsilon 1v} + X_{\text{ТННВ}} \quad (10.13)$$

$$X_{\varepsilon 4v} = \frac{X_{\varepsilon 2v} \cdot X_{\varepsilon 3v}}{X_{\varepsilon 2v} + X_{\varepsilon 3v}} \quad (10.14)$$

$$X_{\varepsilon 5v} = X_{\text{ТННВ}} + X_{\varepsilon 4v} \quad (10.15)$$

$$X_{\varepsilon 6v} = \frac{X_{\varepsilon 5v} \cdot X_{\text{ДВ}}}{X_{\varepsilon 5v} + X_{\text{ДВ}}} \quad (10.16)$$

$$X_{\varepsilon 7v} = \frac{X_{\text{бк}1v} \cdot X_{\varepsilon 6v}}{X_{\text{бк}1v} + X_{\varepsilon 6v}} \quad (10.17)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ}1v} = I_v \cdot X_{\varepsilon 7v} \quad (10.18)$$

$$U_{\text{сш3v}} = I_v \cdot X_{\text{э7v}} \cdot \frac{X_{\text{э1v}} \cdot X_{\text{э4v}}}{X_{\text{э3v}} \cdot X_{\text{э5v}}} \quad (10.19)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% . \quad (10.20)$$

Результаты расчета по формулам (10.11) – (10.20) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2

v	$X_{\text{э1v}}$	$X_{\text{э2v}}$	$X_{\text{э3v}}$	$X_{\text{э4v}}$	$X_{\text{э5v}}$	$X_{\text{э6v}}$	$X_{\text{э7v}}$	$U_{\text{сш1v}}$	$U_{\text{сш3v}}$	$K_U^{\text{сш1}}$	$K_U^{\text{сш3}}$
2	49,62	0,28	51,24	0,28	1,90	1,19	1,27	19,31	2,74	7,72%	0,20%
3	-143,41	0,42	-140,98	0,42	2,85	1,79	2,06	31,43	4,72		
5	-23,06	0,70	-19,01	0,73	4,78	3,00	4,74	173,45	32,01		
7	-13,71	0,98	-8,04	1,12	6,79	4,24	15,46	387,22	108,62		
11	-7,90	1,54	1,01	0,61	9,52	6,19	-9,27	-119,84	60,07		
13	-6,57	1,82	3,96	1,25	11,78	7,54	-5,39	-58,12	10,19		

Из таблицы 10.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных табл. 5 [42], а именно: $K_U^{\text{сш1}} = 7,72 < K_{U,\text{н.доп}} = 8\%$, $K_U^{\text{сш3}} = 0,20 < K_{U,\text{н.доп}} = 3\%$.

Преобразование схемы замещения для расчета коэффициента искажения синусоидальности на сборных шинах РП1, представим на рисунке 10.4

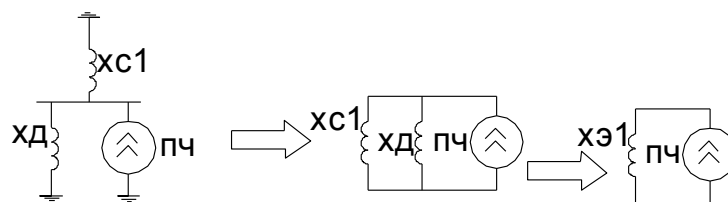


Рисунок 10.4 – преобразование схемы замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.4

Сопротивление энергетической системы по формуле (10.1).

Сопротивление высоковольтных двигателей формуле (10.6).

Эквивалентное сопротивление

$$X'_{\text{э1v}} = \frac{X_{\text{эс1v}} \cdot X_{\text{д1v}}}{X_{\text{эс1v}} + X_{\text{д1v}}} \quad (10.21)$$

Напряжение на сборных шинах РП1 определим по формуле

$$U_{\text{РП1v}} = I_{\text{v2}} \cdot X_{\text{э1v}} \quad (10.22)$$

Результаты расчета по формулам (10.21) – (10.22) представим в таблице 10.3.

Таблица 10.3

v	$X_{\text{с1v}}$	$X_{\text{д1v}}$	$X_{\text{э1v}}$	I_{v2}	$U_{\text{РП1v}}$	$K_{\text{U}}^{\text{РП1}}$
5	1,55	16,25	1,42	31,14	44,06	0,47%
7	2,17	22,75	1,98	22,24	44,06	
11	3,41	35,75	3,11	11,80	36,72	
13	4,03	42,25	3,68	9,98	36,72	

Из таблицы 10.3 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [42], а именно: $K_{\text{U}}^{\text{РП1}} = 0,47 < K_{\text{U.н.доп}} = 5\%$.

10.2 Расчет колебаний напряжения

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

$$\delta U_{\text{т.СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{N_{\text{дсп}}} \cdot S_{\text{дсп}}}{S_{\text{к.з}}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 2,5}{234} \cdot 100\% = 1,06\% \quad (10.23)$$

При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приемников электроэнергии допускается превышение нормативных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других потребителей, питающихся от СЭС предприятия.

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШ3

$$\partial U_{\text{т.СШ3}} = \partial U_{\text{т.СШ1}} \cdot \frac{X_{\text{э1v}} \cdot X_{\text{э4v}}}{X_{\text{э3v}} \cdot X_{\text{э5v}}} = 1,06 \cdot \frac{26,26 \cdot 0,12}{27,07 \cdot 0,93} = 0,13\%$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения в точке СШ3 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{\text{доп}} = 1\%$.

10.3 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (10.24)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot X_{\text{кз}}$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$X_{\text{кз}}$ – сопротивление КЗ в точке подключения печи к распределительной сети.

Сопротивление КЗ в точке подключения печи к распределительной сети

$$X_{\text{кз}} = X'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} \quad (10.25)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi} \quad (10.26)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P'_{\text{п}} + P''_{\text{п}}; \quad (10.27)$$

где $P'_{\text{п}}$ – мощности «мертвой» фазы, Вт;

$P''_{\text{п}}$ – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мертвой» и «дикой» фазы

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.28)$$

$$P''_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.29)$$

где $\xi_{\text{кз}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки ($\xi_{\text{кз}} = 0,3$).

Результаты по формулам (10.24) – (10.29) представим в виде таблицы 10.4

Таблица 10.4

$x'_{кз},$	$U_{\sigma},$	$S_{\sigma},$	$x_{кз},$	$P_{п},$	$P'_{п},$	$P''_{п},$	$I_2,$	$U_2,$	$k_{2U},$
о.е.	кВ	МВ·А	Ом	кВт	кВт	кВт	А	В	%
8,52	10,5	1000	0,94	1000	708	958	114,6	107,6	1,02

Из данных таблицы 10.4 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [42].

10.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчет напряжения на зажимах ЭД (рисунок 10.5), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 10.5.



Рисунок 10.5 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

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

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{x_{пэ}}{x_c + x_{пэ}},$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

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

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

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пз} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_6^2},$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_6 – базисное напряжение, кВ;

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

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2},$$

где P_n – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

S_n – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n};$$

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

K_n – кратность пускового тока ЭД.

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [43]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% .$$

Таблица 10.5

S_n , кВ·А	$S_{п.э}$, кВ·А	$X_{пз}$	U_d , кВ	ΔU , %
3743	10457	95,6	9,64	8,2

Условие выполнено.

Выводы по разделу 10

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения и провал напряжения при пуске двигателей. Расчет показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		80

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТСЗП-1600/10

Основными защитами трансформатора преобразовательного агрегата являются:

- токовая защита от перегрузок, если нет защиты от перегрузки полупроводникового преобразователя;
- селективная токовая отсечка от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- газовая защита;
- защита от однофазных замыканий на землю.

11.1 Защита от перегруза

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от номинального тока преобразователя

$$I_{г. Q11} \geq \frac{k_{отс}}{k_b} \cdot I_{п.н.} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 74,2 = 87,3 \text{ А.} \quad (11.1)$$

Приведенный к первичному напряжению трансформатора номинальный выпрямленный ток преобразователя [44].

$$I_{п.н.} = \frac{k_1 \cdot I_{д.н} \cdot U_2}{U_1} = \frac{0,82 \cdot 2000 \cdot 0,475}{10,5} = 74,2 \text{ А.} \quad (11.2)$$

где $k_1 = 0,82-0,408$ – коэффициент, зависящий от схемы питания выпрямителей;

$I_{д.н}$ – номинальный выпрямленный ток преобразователя;

U_1 и U_2 – соответственно высшее и низшее напряжения трансформатора.

Таблица 11.1 – Технические характеристики трансформатора ТСЗП-1600 [45].

S_T , кВА	$U_{сетевая}$, кВ	$U_{вентильная}$, кВ	$U_{преобр.}$, кВ	$I_{преобр.}$, А	Схема соединения обмоток
1600	10,5	0,475	0,6	2000	Y/Д-11

11.2 Селективная токовая отсечка

Уставка по току срабатывания защиты выбирается по условию

$$I_{со} = I_{г. Q11} = k_{отс} \cdot I_{т.н.} = 3 \cdot 88 = 264 \text{ А.} \quad (11.3)$$

где $I_{т.н.} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ А.}$ – номинальный ток трансформатора.

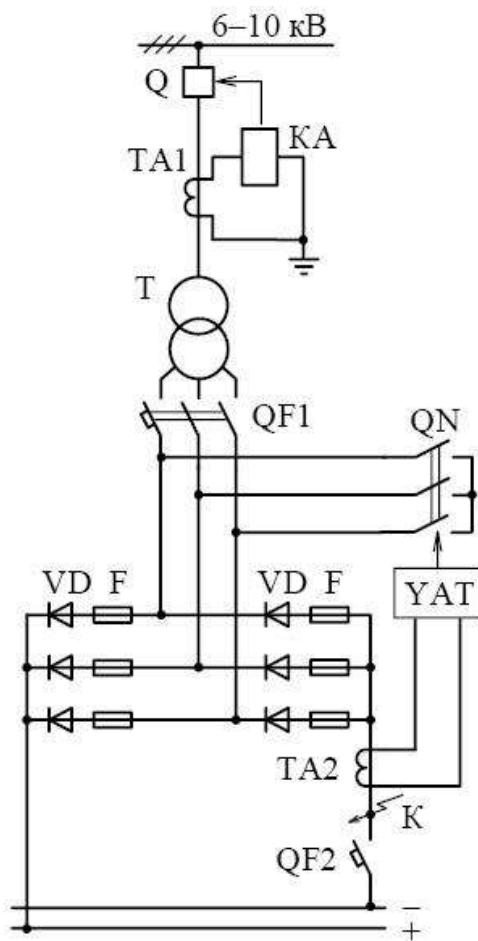


Рисунок 11.1 – Защита полупроводникового преобразовательного агрегата

Чувствительность защиты

$$k_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{k5}}^{(2)}}{I_{\text{co}}} = \frac{9,7 \cdot 10^3}{264} = 36,7 \geq 2,0. \quad (11.4)$$

$$k_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{k6}}^{(2)}}{I_{\text{co}}} = \frac{1,0 \cdot 10^3}{264} = 3,78 \geq 1,5. \quad (11.5)$$

11.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram T20.

Для кабеля марки АПвПу-10 (3x240) [15] удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{\text{c0}} = 12,68 \text{ А/км}$.

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{01} = 12,38 \cdot 0,010 = 0,127 \text{ А.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ

Лист

82

Ток срабатывания защиты

$$I_{c.з} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,127 = 0,381 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется

$$k_{ч} = \frac{3,497}{0,381} = 9,2 \geq 1,5.$$

11.4 Защита полупроводникового преобразователя

Для защиты от пробоя вентильных преобразователей используют быстродействующие плавкие предохранители F, устанавливаемые последовательно с вентилями в каждую параллельную ветвь.

Селективное действие предохранителей обеспечивается тем, что при повреждении одного из вентилях весь ток КЗ проходит только через предохранитель этого вентиля, а в двух других фазах ток КЗ распределяется по всем параллельно включенным предохранителям. При равенстве номинальных токов плавких вставок перегорит предохранитель в цепи с большим током, т. е. в цепи поврежденного вентиля, и установка продолжает работать с меньшим числом параллельно включенных вентилях. Селективность обычно обеспечивается при наличии не менее трех параллельных ветвей.

Схема подключения МП терминала Sepam представлена на листе 1 графической части.

Выводы по разделу 11

В данной главе рассмотрена релейная защита преобразовательного трансформатора

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		83

12 ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

12.1 Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей

Проектируемым объектом настоящей ВКР является система электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода. В проектируемую систему электроснабжения входят питающая воздушная линия 110 кВ, главная понизительная подстанция 110/10 кВ, распределительные сети предприятия на напряжение

10 кВ, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ и распределительные сети 0,4 кВ. При проведении работ по эксплуатации проектируемой системы электроснабжения возможно возникновение следующих опасных и вредных факторов, воздействующих на работающего при эксплуатации электрооборудования по ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [46], которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям:

– повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Данный фактор является основным опасным фактором проектируемой системы электроснабжения. На ГПП, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация» [47], используются следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и ограничители перенапряжения;
- знаки безопасности.

Более подробно данные факторы будут рассмотрены в п. 12.3.

– пониженная температура поверхностей оборудования при проведении работ на ОРУ-110 кВ в зимнее время года, а также ранней весной и поздней осенью. Для снижения влияния данного фактора на персонал всем работникам положена спецодежда согласно утвержденного перечня. Согласно [48] в спецодежду электромонтеров входят:

- комбинезон хлопчатобумажный со специальной пропиткой;
- ботинки кожаные;
- костюм хлопчатобумажный;
- сапоги резиновые;

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

- рукавицы комбинированные;
- плащ непромокаемый с капюшоном;
- очки защитные;

зимой дополнительно выдается:

- куртка хлопчатобумажная на утепленной прокладке;
- брюки хлопчатобумажные на утепленной прокладке;
- сапоги утепленные;
- рукавицы хлопчатобумажные теплые.

– повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Данный фактор оказывает влияние при работе на ОРУ-110 кВ, при обслуживании питающей воздушной линии 110 кВ и распределительных кабельных линий 0,4 кВ и 10 кВ. Влияние данного фактора также снижается применением спецодежды, приведенной выше;

- повышенный уровень шума от силовых трансформаторов.
- повышенный уровень электромагнитных полей;

– отсутствие или недостаток естественного света и недостаточная освещенность рабочей зоны. Для исключения данного фактора на территории подстанции устанавливается освещение с нормами освещенности согласно [49], которое разделено на рабочее и аварийное (эвакуационное для безопасности п.7.107 [49]) освещение. Для проведения работ по ремонту питающей воздушной линии 110 кВ и кабельных линий распределительной сети предприятия предусмотреть стационарные осветительные приборы не представляется возможным. При данных работах необходимо применять переносные светильники либо прожекторы установленные на автомобилях ремонтной бригады;

– острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования. Влияние данного фактора также сводится к минимуму применением спецодежды;

– расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). При работе на высоте следует использовать страховочные канаты и предохранительные пояса, а также стационарные и передвижные лестницы.

Источником загрязнения окружающей среды в процессе эксплуатации электрооборудования предприятия могут выступать утечки трансформаторного масла из силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций: ТНЭЗ-250/10, ТНЭЗ-400/10, ТНЭЗ-630/10, ТНЭЗ-1000/10, ЭТМПК-2000/10, ТСЗП-630/10, ТСЗП-1000/10, ТСЗП-1600/10; а также из силовых трансформаторов главной понизительной подстанции: ТРДН-25000/110 У1.

12.2 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		85

Шум. Источниками шума являются система охлаждения и сердечник трансформатора, электродвигатели вентиляции, электромагнитный привод выключателей.

Нормирование шума производится по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [50] в зависимости от вида трудовой деятельности по предельному спектру уровней звукового давления, дБ, или эквивалентному уровню звукового давления, дБА.

Классификация шума:

– по происхождению – электромагнитный, механический, аэродинамический;

– по спектральному составу – широкополосный;

– по временным характеристикам – постоянный.

Допустимое значение шума по ГОСТ12.2.024-76ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [51] $L_{a,доп} = 89$ дБ.

Электромагнитные поля промышленной частоты. Источниками, создающими электромагнитные поля, являются открытые распределительные устройства, трансформаторы и воздушные линии электропередачи 110кВ.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 «Сан.-пин требования к физическим факторам на рабочих местах» [52] установлены допустимые уровни напряженностей электрических полей и магнитного.

На проектируемой ГПП уровень напряженности электрического поля составляет 1,0 кВ/м, таким образом, на территории ГПП допускается пребывание в течение рабочего дня (8 часов) без применения средств индивидуальной защиты.

Уровень шума $L=80$ дБА

12.3 Требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности

В процессе эксплуатации электрооборудования существует вероятность поражения электрическим током от:

- прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновения к металлическим корпусам, которые оказались под напряжением в случае пробоя изоляции;
- ошибочной подачи напряжения при ремонте электрооборудования;
- возникновения шагового напряжения;
- приближения на недопустимо малое расстояние к токоведущим частям;
- наведенного напряжения ВЛ.

Условия внешней среды на территории проектируемой ГПП нормальные. В отношении опасности поражения электрическим током согласно ПУЭ [12] ОРУ-110 кВ, как территория размещения наружных электроустановок (ЭУ), при-

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

равнивается к особо опасным помещениям. ЗРУ-10 кВ также относится к особо опасным помещениям.

Электрооборудование выбрано и должно быть установлено таким образом, чтобы не привести к его повреждению, возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции выбираются и устанавливаются таким образом, чтобы [12]:

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты и токоведущие части могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работоспособности явления не приводили к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыканию на землю, а также не причиняли вред обслуживающему персоналу.

Электрооборудование должно быть размещено так, что его токоведущие части не доступны для случайного прикосновения. Для оборудования ОРУ – 110 кВ – силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН выполнены защитные ограждения, удовлетворяющие требованиям ПУЭ [12]. Ограждения выполнены кирпичной кладкой и бетонными плитами. Высота данных ограждений составляет 2,4 м, что удовлетворяет требованиям [12]. Электрооборудование напряжением 10 кВ – выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и т.д. размещены в КРУ и в КСО, которые в нормальном режиме закрыты. Аналогично оборудование 0,4 кВ расположено в шкафах ЩО, распределительных пунктах, токоведущие части, должны быть закрыты экраном, для предотвращения случайного прикосновения и дверцы оснащены замками, для предотвращения проникновения посторонних лиц. Силовые трансформаторы цеховых ТП ограждены оградительными устройствами (щитами) или предусматривается ограждение, которые загораживают доступ к ним.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме применяются следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции применяются следующие меры защиты при косвенном прикосновении [12]:

- защитное заземление.

Расчет защитного заземления подстанции приведен в п 12.4 данной ВКР.

К частям, подлежащим заземлению относятся [12]:

- корпуса трансформаторов, электроаппаратов;

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ					

– металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические рукава и трубы электропроводки.

– контроль изоляции.

Все применяемое электрооборудование проходит периодические испытания согласно ПТЭЭП [54]. В сетях переменного тока 10 кВ с изолированной нейтралью ведется постоянный автоматический контроль изоляции с действием на сигнал при снижении сопротивления изоляции одной из фаз ниже заданного значения.

Согласно ПУЭ [12] применяется цветовое обозначение шин:

- шины фазы А – желтым цветом;
- шины фазы В – зеленым цветом;
- шины фазы С – красным цветом;
- нулевая рабочая N – голубым цветом.

При разработке планировки ОРУ-110 кВ предусмотрены дороги, обеспечивающие проезд к portalу для ревизии трансформаторов, к ЗРУ. Ширина проезжей дороги 4 м. План ОРУ-110 кВ представлен в графической части дипломного проекта.

На внешней стороне входных дверей ЗРУ-10 кВ и на ограждениях ОРУ-110 кВ, должны быть вывешены постоянные предупреждающие плакаты: «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Нормы комплектования средствами защиты РУ напряжением выше 1000 В согласно «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [55] приведены в таблице 15.1

Таблица 12.1 – Нормы комплектования средствами защиты РУ напряжением выше 1000 В.

Наименование	Количество
Штанга изолирующая	2 шт. напряжение 110 кВ, 2 шт. на напряжение 10 кВ
Указатель напряжения	2 шт. на напряжение 110 кВ, 2шт. на напряжение 10кв
Клещи изолирующие	1шт. на напряжение 110 кВ, 1 шт. на напряжение 10 кВ;
Диэлектрические перчатки	2 пары;
Диэлектрические боты для ЗРУ, ОРУ	1 пара
Переносные заземления	2 шт. на напряжение 110 кВ, 2шт. на напряжение 10 кВ
Временные ограждения (щиты)	2 шт.;
Плакаты предупреждающие	3 комплекта
Защитные очки	2 шт.
Каска с щитком от дуги	1 шт.
Противогаз	2 шт.
Коврики диэлектрические резиновые	10 шт.
Аптечка индивидуальная	1 шт.

Перечень защитных средств, необходимых на цеховых трансформаторных подстанциях.

ТП снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания согласно «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках».

12.4 Расчет защитного заземления ГПП

Заземляющие устройства являются составной частью большинства электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановок и за их пределами. Для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и ограничителей перенапряжений, для создания цепи при работе защиты от замыкания на землю и для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли. Заземлению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, ящиков и шкафов, а также вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной \sqrt{S} . Площадь подстанции составляет 4200 м² (40мх55м), площадь используемая под заземление 2500 м² (45,8мх45,8м).

Исходные данные для расчета заземления подстанции:

Расстояние между полосами – 5 м;

Длина вертикальных заземлителей – $l_B = 5$ м;

Глубина заложения заземлителя – $t = 0,7$ м.

Расчетная длительность воздействия:

$$\tau_B = t_{pz} + t_{ов} = 0,065 \text{ с.}; \quad (12.1)$$

где $t_{pz} = 0,01$ – время действия релейной защиты;

$t_{ов} = 0,055$ – полное время отключения выключателя на стороне 110 кВ;

Коэффициент напряжения прикосновения [61]:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = 0,13; \quad (12.2)$$

где l_B – длина вертикального заземлителя, м;

L_{Γ} – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

S – площадь заземляющего устройства, м²;

M – из [61];

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_{с}$ [56]:

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} = 0,7; \quad (12.3)$$

В расчете принимаем: $R_{ч} = 1\,000$ Ом.; $R_{с} = 1,5\rho_1$.

Общая протяженность проводников сетки:

$$L_{Г} = 35 \cdot 9 + 60 \cdot 12 = 1035 \text{ м}; \quad (12.4)$$

Напряжение на заземлителе [56]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}} = \frac{500}{0,13} = 3846 \text{ В}. \quad (12.5)$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ.).

Сопротивление заземляющего устройства (R_3) согласно ПУЭ [12] не должно превышать допустимого значения 0,5 Ом тогда $R_{\text{здоп}} = 0,5$ Ом

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 55} = 45,8 \text{ м}.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1035}{2 \cdot 45,8} - 1 = 10,3; \quad (12.6)$$

принимаем $m = 11$ шт.

Длина полос в расчетной модели [56]:

$$L_{Г}^1 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot 45,8 \cdot (11+1) = 1099,2; \quad (12.7)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (12.8)$$

$$b = 45,8/10 = 4,58 \text{ м}.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B = 1$, где $l_B = 5$ м - длина вертикального заземлителя, м;

a – расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{45,8 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 36,6; \quad (12.9)$$

принимаем $n_B = 37$ шт.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (12.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 37 = 185 \text{ м}$$

Относительная глубина [57]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{45,8} = 0,12 > 0,1; \quad (12.11)$$

где t – глубина прокладки заземляющего устройства, $t = 0,7$ м.

Тогда [56]:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{45,8} = 0,36; \quad (12.12)$$

по [61] для $\rho_1/\rho_2 = 6,2$; $a/l_B = 5$.

где $\rho_1 = 280$ Ом·м – удельное сопротивление верхнего слоя земли [58] толщиной $h_1 = 1,7$ м;

$\rho_2 = 45$ Ом·м – удельное сопротивление нижнего слоя земли [58].

Определяем [57] $\rho_3/\rho_2 = 1,22$, тогда:

$$\rho_3 = 1,22 \cdot \rho_2 = 1,22 \cdot 40 = 48,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad (12.13)$$

где ρ_3 – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м.

Общее сопротивление сложного заземлителя [56]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma}^I + L_B} = 0,36 \cdot \frac{48,8}{45,8} + \frac{48,8}{1099,2 + 185} = 0,42; \quad (12.14)$$

$$R_3 = 0,42 \text{ Ом} < R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом} - \text{заземление подходит}$$

12.5 Расчет молниезащиты ГПП

Опасные грозовые перенапряжения в РУ подстанции возникают как при непосредственном поражении их молнией, так и при набегании на подстанцию грозовых волн с воздушной линии, в результате поражения воздушной линии молнией или удара молнией в вершину опоры или трос.

Защита ОРУ – 110 кВ осуществляется молниеотводами, установленными на порталах, а ЗРУ – 10 кВ, молниеотводами, установленными на здании ЗРУ. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Зона защиты четырех стержневых молниеотводов определяется следующим образом [58]:

$$r_x = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_x / h) \cdot p \right) \right]; \quad (12.15)$$

где r_x – радиус действия молниеотвода, м;

h_a – активная высота молниеотвода, м;

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

h_x – высота наиболее выступающих элементов ОРУ (высота защищаемого объекта), м;

h – высота молниеотвода, м.

$$h_a = h - h_x; \quad (12.16)$$

где p – коэффициент, равный 1 при высоте молниеотвода $h < 30$ м.

Наименьшая ширина зоны защиты b_x определяется по выражению [58]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot [(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a)]; \quad (12.17)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м.

Объект высотой h_x внутри зоны защиты будет защищён, если выполняется условие [58]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p; \quad (12.18)$$

где D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м.

Зона защиты молниеотводов $M_1 - M_4$:

Высота молниеотвода $h = 19$ м.

Активная высота молниеотвода $h_a = 8$ м.

Высота наиболее выступающих элементов ОРУ $h_x = 11$ м.

$$r_x = (19 - 11) \cdot [1,6 / (1 + 11/19) \cdot 1] = 8,11 \text{ м};$$

$$b_x^I = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21)] = 12,48 \text{ м}; b_x^I / 2 = 6,24 \text{ м};$$

$$b_x^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5)] = 5,92 \text{ м}; b_x^{II} / 2 = 2,96 \text{ м};$$

Проверяем условие (15.18):

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м}$$

$$D_1 \leq \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \text{ м} < 64 \text{ м}$$

условие выполняется.

Зона защиты молниеотводов M_5 и M_6 по (15.15), (15.16) и (15.17):

Высота молниеотвода $h = 17$ м;

Активная высота молниеотвода $h_a = 12$ м;

Высота наиболее выступающих элементов ЗРУ $h_x = 5$ м.

$$r_{x1} = (17 - 5) \cdot [1,6 / (1 + (5/17) \cdot 1)] = 14,84 \text{ м};$$

$$b_{x1} = 4 \cdot 14,84 \cdot [(7 \cdot 12 - 30) / (14 \cdot 12 - 30)] = 23,22 \text{ м}; b_{x1} / 2 = 11,61 \text{ м};$$

$$b_{x1} = 4 \cdot 14,84 \cdot [(7 \cdot 12 - 6) / (14 \cdot 12 - 6)] = 28,58 \text{ м}; b_{x1} / 2 = 14,29 \text{ м};$$

Проверяем условие (15.18):

$$D_2 \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м}$$

$$D_1 \leq \sqrt{30^2 + 6^2} = 30,6 \text{ м} < 96 \text{ м}$$

условие выполняется.

Таким образом, вся территория ГПП на высоте h_x защищена от прямых ударов молнии.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

12.6 Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок

Охрана труда при эксплуатации электроустановок регламентируется правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ [59].

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [59]:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [59];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [59];
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Пункт 5.14 ПОТЭУ гласит «Выдача разрешения на подготовку рабочего места и допуск осуществляются при необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям».

12.7 Обеспечение пожарной безопасности

Пожароопасным веществом на подстанции является трансформаторное масло. Характеристика пожарной опасности трансформаторного масла: горючая жидкость, способная самостоятельно гореть после удаления источника зажигания и имеет температуру воспламенения 270°C ; имеет температуру вспышки более 150°C ; нижний концентрационный предел воспламенения 0,291%; группа по взрывоопасности смеси ТЗ (температура воспламенения $200-300^{\circ}\text{C}$); категория по взрывоопасности смеси 2а, для которой БЭМЗ более 0,9мм.

Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера (неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции, нарушение

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

технологического процесса и т.п.) и электрического (короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, большие переходные сопротивления).

Категория помещений и зданий ЗРУ по взрывопожарной и пожарной опасности – «В» (пожароопасные), ОРУ – В_н согласно НПБ–105 – 03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» [60].

Классы пожаров-А, В, Е.

Пожарная безопасность обеспечивается согласно ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность» [61].

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением молниезащиты зданий, сооружений и оборудования.

Ограничение массы и объема горючих веществ и материалов, а также наиболее безопасный способ их размещения достигается периодической очисткой территории, на которой располагается объект, помещений, коммуникаций, аппаратуры от горючих отходов, отложений пыли, пуха и т.п.

Противопожарная защита достигается:

– применением средств пожаротушения.

Нормы первичных средств пожаротушения согласно ВППБ 01-02-95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [62] представлены в таблице 12.2

Таблица 12.2 – Нормы первичных средств пожаротушения

Наименование помещений, сооружений и установок энергетических предприятий пом	Единица занимаемой площади или установки	Огнетушители				Ящик с песком, вместимостью, 0,5м ³
		Пенные вместимостью, л	Порошковые вместимостью, л	Углекислотные вместимостью, л		
				5(8)	25	
Главные щиты управления	Помещение щита управления	-	-	4	1	-
Трансформаторы с количеством масла более 10 т	Трансформатор 25000/110	2	2	-	-	1
Трансформаторы с количеством масла до 10 т	Трансформатор собственных нужд	2	-	-	-	1

– применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения согласно НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, по-

мещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» [63];

– организацией с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения и эвакуации людей.

Тип системы оповещения и управления эвакуацией людей согласно НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» [64] приведен в таблице 12.3

Таблица 12.3 – Тип системы оповещения и управления эвакуацией людей.

Группа зданий, комплексов и сооружений (наименование нормативного показателя)	Значение нормативного показателя	Наибольшее число этажей	Тип СОУЭ
20.Производственные здания и сооружения	В	1	1

Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается:

– применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре (маслоприемники, маслоотводы, маслосборники).

При выполнении маслоприемников, маслоотводов, маслосборника согласно ПУЭ [12] соблюдены следующие требования:

– габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора более чем на 1 м;

– объем маслоприемника с отводом масла рассчитан на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор;

– устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

– маслоприемники с отводом масла выполнены заглубленными. Маслоприемники с отводом масла выполнены с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м.

Дно маслоприемника имеет уклон не менее 0,005 в сторону приямка и засыпано чисто промытым гранитным гравием, толщина засыпки более 0,25 м.

Верхний уровень гравия на 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

– маслоотводы обеспечивают отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды удаляются не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов;

– маслосборник предусмотрен закрытого типа и вмещает полный объем масла трансформатора, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) рас-

хода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудован сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

Выводы по разделу 12

В данной главе рассмотрена характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей, обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации, требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности, обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок, обеспечение пожарной безопасности.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов трубопрокатного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбрано напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТНЭЗ, 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 95, 185, 240, 300 мм².

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 релейной защиты электрооборудования по узлам СЭС.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надежному электроснабжению.

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог: ООО «КЛМ Групп»
<http://klmengineering.ru/ru/catalogs/klm-s/> дата обращения 06.20.
- 2 Каталог: Schneider electric
<https://www.se.com/ru/ru/work/products/shinoprovody/overview.jsp> дата обращения 06.20.
- 3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 4 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 6 Технические характеристики: Шинопровод распределительный
<http://xn80aajzhcnfck0a.xnplai/PublicDocuments/01-1113-02.pdf>
дата обращения 05.20
- 7 Технические характеристики: Шинопровод магистральный
<http://oskol.nt-rt.ru/images/manuals/shma4.pdf> дата обращения 05.20
- 8 Отличия шинпровода АД0 и АД31Т <http://en-res.ru/stati/ado-ad31.html> дата обращения 05.20
- 9 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 10 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 11 Технические характеристики: силовой трансформатор
<http://silovoytransformator.ru/110kv/trdn-25000-110.htm> дата обращения 05.20
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 13 Технические характеристики: Провод марки АС-95/16
<https://linijaopory.ru/provod-as-95-16-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/> дата обращения 05.20
- 14 Каталог: Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.–
http://www.promkoop.ru/userfiles/KatalogVEB-11_neff.pdf дата обращения 05.20
- 15 Каталог: Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ.–
http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv дата обращения 05.20
- 16 Каталог: Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– <http://www.nzif.ru/podbor/trjokhfaznye/mnogofunkcionalnye-set-psch/set-4tm-03m-set-4tm-02m/set-4tm-03m-09> дата обращения 05.20
- 17 Каталог: Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.–
http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

elegazovuу дата обращения 05.20

18 Каталог: Ограничители перенапряжения нелинейные. – <http://forca.ru/stati/podstancii/ogranichiteli-perenapryazheniya-nelineinye-opn-v-raionnyh-i-raspredehitelnyh-setyah.html> дата обращения 05.20

19 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

20 Каталог: Кабель АПВПу-10
https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu_kamkabel/ дата обращения 05.20

21 Каталог: Трансформатор типа ТНЭЗ-630
<https://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-harakteristiki-silovyh-trehfaznyh-transformatorov-tnez.html> дата обращения 05.20

22 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 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> дата обращения 05.20

23 Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учётом на октябрь
http://esbt74.ru/juridicheskim_litsam/tsenoobrazovanie/nereguliruemye_tseny/2013/oktjabr/srednevzveshennye_nereguliruemye_tseny_na_optov/index.php дата обращения 06.20

24 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

25 Каталог: камеры типа К-104М
http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf дата обращения 05.20

26 Каталог: Вакуумные выключатели типа ВВ/Tel.
https://www.tavrida.ru/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf дата обращения 05.20

27 Каталог: Измерительные трансформаторы тока.–
http://www.cztt.ru/transformator_to-ka.html. дата обращения 05.20

28 Технические характеристики: Трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗРЛ http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog_2016/TZRL.pdf дата обращения 05.20

29 Каталог: Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЦ-10-1У2
http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali. дата обращения 05.20

30 Каталог: Комплектные трансформаторные подстанции. –
https://www.kontaktor.ru/ktp_nku/detail_page.php?ID=170 дата обращения 05.20

31 Техническое описание и руководство по эксплуатации: КСО-292
http://bmenergo.ru/products/kameryi_sbornyie_odnostoronnego_obslyujvaniya_kso/kso_292 обращения 06.20

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

- 32 Технические характеристики: ШВВ-6 (10) кВ https://chzeo.nt-rt.ru/images/manuals/SHVV6-10_TECH.pdf обращения 06.20
- 33 Каталог: разъединители серии РВ
http://tpk-sistema.ru/razediniteli_serii_rv дата обращения 05.20
- 34 Каталог: предохранителями типа ПКТ103-10
http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf дата обращения 05.20
- 35 Каталог. Электроприводная техника.
<http://www.vniir.ru/ept/ubpvd-vc/>. дата обращения 05.20
- 36 Каталог: Комплектные токопроводы и шинопроводы.
http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf дата обращения 05.20
- 37 Каталог: Трансформатор собственных нужд типа ТСКС
<http://tver-energo.com/TSKS%2040.html> дата обращения 05.20
- 38 Каталог: Автоматические выключатели серия Masterpact Schneider electric.– <https://www.se.com/ru/ru/faqs/FA141452/> дата обращения 05.20
- 39 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №41695-ХМ/09 от 09.12.2016. Индексы изменения сметной стоимости на 4 квартал 2016 года. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 27 с.
- 40 Каталог: комплектные конденсаторные установки 0,4 кВ. –
http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka дата обращения 05.20
- 41 Каталог: комплектные конденсаторные установки 10,5 кВ. –
<http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-vysokogo-n-12/> дата обращения 05.20
- 42 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.
- 43 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.
- 44 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
- 45 Технические характеристики: Трансформатор типа ТСЗП-1600
https://elzavod.nt-rt.ru/images/manuals/tszp_tszpu_tszv.pdf дата обращения 05.20
- 46 ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
- 47 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»
- 48 Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты
- 49 СП52.13330 «Естественное и искусственное освещение»

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		100

- 50 СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»
- 51 ГОСТ 12.2.024-76 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»
- 52 СанПиН 2.2.4.3359-16 «Сан.-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
- 53 ГОСТ Р 50571-4-44-2011 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех»
- 54 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Подготовлено ООО «ВНИЭЭ» УТВЕРЖДЕНО Министерством энергетики Российской Федерации приказ от 8 июля 2002 года, №204
- 55 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003.
- 56 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.
- 57 ГОСТ 19912-2001. Грунты. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием
- 58 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.
- 59 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ
- 60 НПБ 105 – 03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»
- 61 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность»
- 62 ВППБ 01-02-95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»
- 63 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией»
- 64 НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях»

					13.03.02.2020.058.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101