

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
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

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

Руководитель проекта
старший преподаватель

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

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

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

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ Е.К. Шамовнев
« 12 » _____ 06 _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
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
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров

« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов

« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ Е.К. Шамовнев

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
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»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Шамовнева Евгения Константиновича

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

утверждена приказом по университету от 24.04.2020 г. №627.

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____ 08 июня 2020 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры «Электрические станции, сети и системы
электроснабжения»

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

1 Сравнение современных отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

2 Определение электрических нагрузок группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

3 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП

4 Определение величины напряжения внешнего электроснабжения и единичной мощности трансформаторов ГПП

5 Выбор схемы и обоснование величины напряжения внешнего электроснабжения

6 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий

7 Определение токов короткого замыкания

8 Техничко-экономическое обоснование схемы внутризаводского электроснабжения

9 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения

10 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности

11 Качество электрической энергии

12 Спецвопрос. Активно-адаптивные сети Smart Grid

13 Релейная защита синхронного двигателя СТД-2000

14 Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов Ижевского трубопрокатного завода	- 1 лист
2 Схема электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода	- 1 лист
3 Чертёж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Обоснование технико-экономическое схемы внутризаводского электроснабжения	- 1 лист
5 Активно-адаптивные сети Smart Grid	- 1 лист
6 Схема релейной защиты синхронного двигателя СТД-2000	- 1 лист
7 Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ	- 1 лист

Всего 7 (семь) листов

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

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

7 Дата выдачи задания 07 февраля 2020 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению Е.К. Шамовнев

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение		
2 Сравнение современных отечественных и передовых зарубежных технологий и решений	07.02.20	
3 Определение электрических нагрузок группы цехов Ижевского трубопрокатного завода	14.02.20	
4 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП	17.02.20	
5 Определение величины напряжения внешнего электроснабжения и единичной мощности трансформаторов ГПП	24.02.20	
6 Выбор схемы и обоснование величины напряжения внешнего электроснабжения	28.02.20	
7 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий	07.03.20	
8 Определение токов короткого замыкания	11.03.20	
9 Техничко-экономическое обоснование схемы внутризаводского электроснабжения	18.03.20	
10 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения	20.03.20	
11 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности	24.03.20	
12 Качество электрической энергии	27.03.20	
13 Спецвопрос. Активно-адаптивные сети Smart Grid	14.04.20	
14 Релейная защита синхронного двигателя СТД-2000	23.04.20	
15 Безопасность жизнедеятельности	12.05.20	
16 Графическая часть:	20.05.20	
16.1 План генеральный группы цехов Ижевского трубопрокатного завода		
16.2 Схема электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода		
16.3 Чертёж конструктивный главной понизительной подстанции		
16.4 Обоснование технико-экономическое схемы внутризаводского электроснабжения		
16.5 Активно-адаптивные сети Smart Grid		
16.6 Схема релейной защиты синхронного двигателя СТД-2000		
16.7 Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ		
17 Оформление пояснительной записки	25.05.2020	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

Е.К. Шамовнев

АННОТАЦИЯ

Шамовнев Е.К. Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 111 с, 19 ил., 59 табл., библиогр. список 63 наим., 7 листов чертежей ф. А1

Целью выпускной квалификационной работы является составление проекта электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода.

Расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода позволил разработать схемы внешнего и внутривозовского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривозовское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки К-129, которые снабжены вакуумными выключателями VF-10, трансформаторами тока ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАЛИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвЭКП-10.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для нормализации показателей качества электрической энергии внедрены фильтрокомпенсирующие устройства.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности, выполнены расчеты молниезащиты, защитного заземления и освещения.

Произведен расчет уставок и выбор устройств релейной защиты и автоматики синхронного двигателя СТД-2000.

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.		Шамовнев			Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Аверина				В	К	Р
Реценз.							3	111
Н. контр.		Аверина				ФГАОУ ВО «ЮУрГУ(НИУ)» Кафедра ЭССиСЭ		
Утв.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ		
Технический паспорт		6
СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....		8
Выводы по разделу		11
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРУППЫ ЦЕХОВ ИЖЕВСКОГО ТРУБОПРОКАТНОГО ЗАВОДА		
1.1 Определение электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху		13
1.2 Определение электрических нагрузок для группы цехов Ижевского трубопрокатного завода		19
1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок.....		20
Выводы по разделу один.....		22
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....		23
Выводы по разделу два		27
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП		28
Выводы по разделу три		31
4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ		32
4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи		33
4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия		36
4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам.....		37
Выводы по разделу четыре		41
5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ		42
Выводы по разделу пять		44
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ		46
Выводы по разделу шесть		52
7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....		53
7.1 Определение количества и мощности трансформаторов.....		54
7.2 Расчёт потерь электроэнергии в элементах СЭС		55
7.3 Выбор комплектного электрооборудования		57
7.4 Выбор оптимальной схемы электроснабжения		58
Выводы по разделу семь		61

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					4
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8	ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
8.1	Комплектация ЗРУ-10 кВ	62
8.2	Выбор комплектных трансформаторных подстанций	64
8.3	Выбор комплектных токопроводов	66
8.4	Выбор кабелей по термической стойкости	67
8.5	Выбор электрооборудования распределительного пункта	69
8.6	Выбор устройства плавного пуска двигателей	70
	Выводы по разделу восемь	70
9	ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	71
	Выводы по разделу девять	76
10	КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	77
	Выводы по разделу десять	81
11	СПЕЦВОПРОС. АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ SMART GRID	82
11.1	Особенности технологии Smart Grid	83
11.2	Преимущества технологии Smart Grid	83
11.3	Перспективы, необходимость и предпосылки развития интеллектуальной энергетики в России	84
11.4	Ожидаемые результаты от внедрения Smart Grid	86
11.5	Реализация технологии Smart Grid на Ижевском трубопрокатном заводе	86
	Выводы по разделу одиннадцать	87
12	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ СТД-2000	
12.1	Защита от перегрузок	88
12.2	Токовая отсечка	89
12.3	Защита минимального напряжения	90
12.4	Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю	91
12.5	Защита от перегрева	92
12.6	Защита от асинхронного режима	93
	Выводы по разделу двенадцать	93
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
13.1	Планировка и конструктивная часть ГПП	94
13.2	Защитные средства, применяемые на ГПП	95
13.3	Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ	96
13.4	Молниезащита ГПП	98
13.5	Расчёт тока однофазного замыкания на землю	100
13.6	Расчет заземления	102
13.7	Пожарная безопасность	105
13.8	Освещение ОРУ-110/10 кВ	106
	Выводы по разделу тринадцать	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	108

ВВЕДЕНИЕ

Производство Ижевского трубопрокатного завода включает в себя все технологические процессы: от переработки исходного сырья до производства готовой продукции. Ижевский трубопрокатный завод производит трубы различного диаметра, которые используются во многих отраслях промышленности.

Рассматриваемая группа цехов Ижевского трубопрокатного завода располагается на территории площадью 130 тыс. м² и включает в себя 10 цехов с суммарной установленной мощностью 50,0 МВт, причём 22,4 МВт из которых приходится на высоковольтные электроприемники: тиристорные преобразователи частоты, а также синхронные двигатели. Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников составляет 10 кВ.

На Ижевском трубопрокатном заводе функционируют потребители 2-ой и 3-ей категории по надежности электроснабжения. Ко 2-ой категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к значительному снижению выпуска продукции, простоем производственного оборудования, а именно: термический цех (№1), цех непрерывной печной сварки труб (№3), заводоуправление (№4), мартеновский цех (№5), котельная (№6), литейный цех (№7), кузнечный цех (№8), штамповочный цех (№9).

В электроснабжении электроприемников 3-ей категории допускается перебива на время необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки. К 3-ей категории относятся вспомогательные и непроизводственные помещения: электроремонтный цех (№2), ремонтно-механический цех (№10).

Ижевский трубопрокатный завод по специфике производства возможно отнести ко второй категории по надёжности электроснабжения. Поэтому питание должно выполняться от двух энергонезависимых источников питания. В качестве данных источников возможно использовать районные распределительные подстанции со следующими параметрами напряжений и максимальных величин токов трёхфазных замыканий: 35 и 110 кВ, а также 600 и 2400 МВ·А.

Климатические характеристики грунта и окружающего воздуха имеют следующие усреднённые показатели: 22,6 °С – температуры воздуха, 14,2 °С – температура грунта, в котором отсутствуют блуждающие токи, но есть колебания и растягивающие усилия, а также грунт отличен средней коррозионной активностью.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 27582 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 22440 кВт (шесть тиристорных преобразователя частоты по 1400 кВт, четыре тиристорных преобразователя частоты по 510 кВт, четыре синхронных двигателя по 1000 кВт, четыре синхронных двигателя по 2000 кВт).

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					6
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.
- 4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 27274 кВт.
- 5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,32$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,25$; расчётный $\text{tg}\varphi_{p1}=0,04$; $\text{tg}\varphi_{p3}=0,23$.
- 6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.
- 7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2400 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.
- 8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 7,5 км.
- 9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110-У1.
- 10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.
- 11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 630, 1000, 2500 кВ·А.
- 12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – нет, растягивающие усилия – есть.
- 13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.
- 14 Тип и сечение кабельных линий: АПвЭКП-10 с сечением 70, 95, 150, 240 мм².

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					7
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Шинопроводные распределительные системы являются одним из перспективных направлений в энергосбережении Ижевского трубопрокатного завода. Главными их достоинства заключаются в простоте использования, компактных габаритах, скорости монтажа, высокой защищенности от пыли и влаги. Наиболее востребованными являются распределительные и магистральные шинопроводы.

На данный момент широко развиты поставки шинопроводных систем иностранными заводами изготовителями в основном из стран европейского союза. Их отличительными особенностями являются высокое качество изготовления и широкая номенклатура, чем у шинопроводов, традиционно изготавливаемых отечественными компаниями. Но в сложившейся ситуации ограничения поставок со стороны ряда зарубежных стран, для обеспечения развития промышленного строительства нужен выпуск российских шинопроводов, которые отвечают высоким требованиям надежности и качества. Например, ООО «КЛМ Групп» производит распределительные и магистральные шинопроводы, которые отвечают высоким требованиям качества и надежности, а по ряду показателей превосходят аналоги иностранного производства.

К преимуществам шинопроводов КЛМ над зарубежными аналогами возможно отнести [1]:

- прочный стальной корпус, который выполнен в форме радиатора с большой охлаждающей поверхностью;

- металлический корпус КЛМ обладает высокой устойчивостью к токам короткого замыкания;

- металлический оцинкованный корпус образует магнитозамкнутую систему, которая значительно снижает воздействие полей электромагнитного характера на окружающую среду, в особенности на кабели слаботочных систем: управления беспроводной связи, сетей Wi-Fi, электронных систем станков и электрооборудования, что даёт возможность прокладки их в непосредственной близости от шинопровода;

- применение болтового сжима соединительного устройства посредством моментного ключа ограничивающего усилие нажатия, позволяющего устранить деформации соединительного узла в период отключения-включения электрических нагрузок и продлить срок службы устройства;

- применение болтового сжима соединительного устройства с встроенным термостойким изолятором, позволяющим автоматизировать процесс соединения секций между собой и отказаться от применения ручного изолирования на месте монтажа;

- производство подгоночных секций шинопроводов КЛМ в заводских условиях, даёт возможность исключить внесение антропогенного фактора при производстве данных секций на монтаже, где необходимо обеспечивать обрезку шин и корпуса, что может привести к нарушению изоляционного материала, последующему перегреву и выходу шинопровода из работы;

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					8
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– усовершенствованная конструкция секций шинопровода позволяет передавать электроэнергию с достаточно малыми потерями и высоким качеством электроэнергии, ввиду улучшенных характеристик реактивного и активного сопротивления.

Номенклатурный ряд шинопроводов КЛМ включает в себя все необходимые по стандартам токовые номиналы: в распределительных шинопроводных системах от 160 А до 800 А и для магистральных шинопроводных систем— от 800 А до 6300 А, стоит отметить, что разработана уникальная конструкция шинопровода на 6300 А, выполненная с применением алюминиевых шин.

На рисунках А и Б представим конструкции шинопроводов российского и иностранного производства марки КЛМ и Eaton [2].

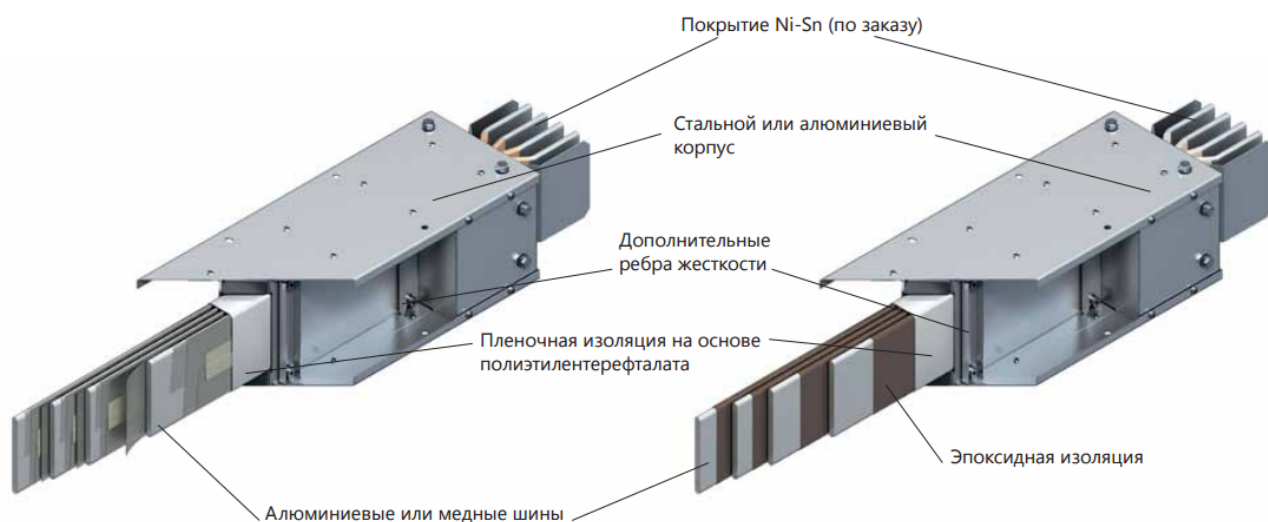


Рисунок А – Конструктивные особенности шинопровода марки КЛМ

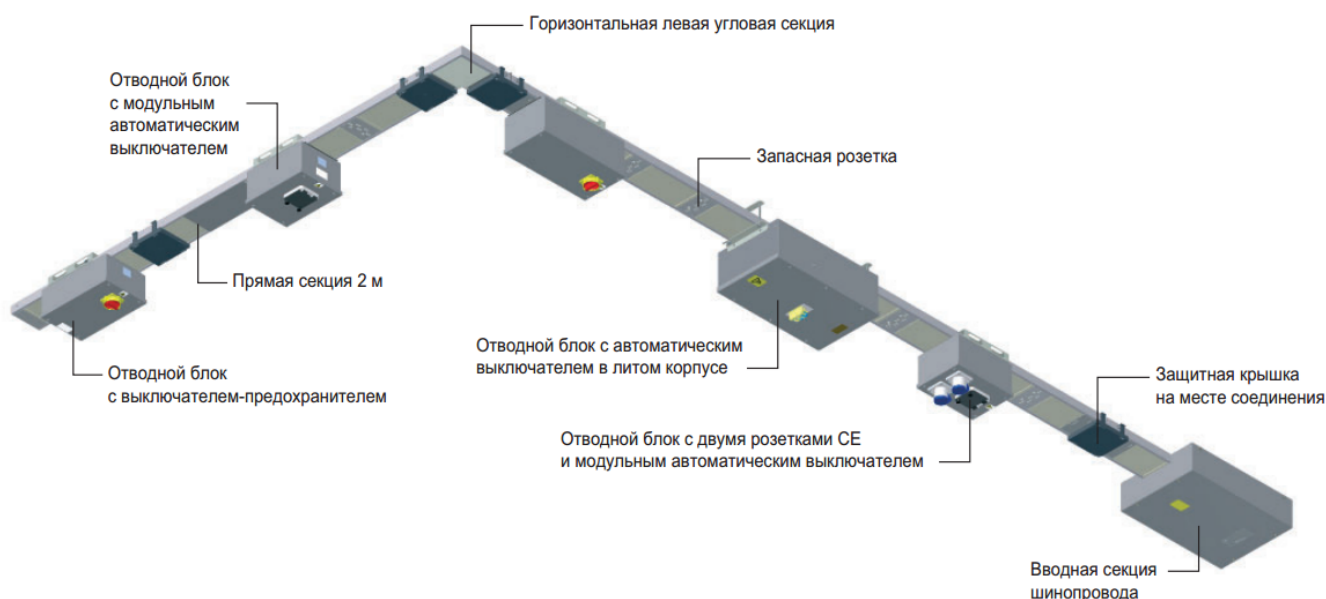


Рисунок Б – Конструктивные особенности шинопровода марки EATON

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Выполним сравнительный анализ характеристик распределительных шинопроводов КЛМ отечественного производства с шинопроводами инотстанного производителя (EATON). Сравнение характеристик наглядно представлено в таблице А.

Таблица А – Сравнение технических параметров распределительных шинопроводов отечественного и иностранного производства

Технические параметры	Шинопроводы производства КЛМ [1]	Шинопроводы производства EATON [2]
1	2	3
Номенклатура номинальных токов, А		
с медными шинами:	160, 250, 315, 400, 500, 630, 800	125, 160, 250, 400, 630, 800
с алюминиевыми шинами:	100, 160, 250, 315, 400, 500, 630	160, 250, 400, 630
Количество проводников, шт	2, 3, 4, 5	4, 5
Материал проводников	Медные и алюминиевые шины	Медные и алюминиевые шины
Особенности конструкции:	<p>Площадь сечения токоведущей шины увеличенного размера – отличие с конкурентными решениями при различных номинальных токах достигает 25%, поэтому потери электрической энергии снижаются, а динамическая стойкость к токам КЗ повышается, также повышается эффект экономии электроэнергии при передаче ее от источника до потребителя.</p> <p>Усиленная конструкция шинопровода усилена по всей протяженности стяжными элементами.</p> <p>Металлический, оцинкованный корпус толщиной 2,0 мм или из алюминия – 4,0 мм повышает прочностные характеристики изделия.</p> <p>Конструктивные особенности стыковочного модуля нивелируют вероятные недочеты при монтаже.</p>	<p>Алюминиевая конструкция профиля выполнена с блокируемыми крышками, выполненными из огнестойкого полиэстера</p> <p>Шинопроводы серии МР комплектуются из пяти проводников: 3 фазных, 1 нулевой и 1 защитный. Наличие отдельного защитного проводника обеспечивает контакт между кожухами соседних секций. Шинопроводы адаптированы под любой проект, что даёт возможность применять любой вариант схемы прокладки, это достигается за счёт:</p> <ul style="list-style-type: none"> – широкой гаммы угловых и крестообразных секций; – наличие трёх отводных розетки на каждый метр длины шинопровода, в которые монтируются отводные блоки с втычными контактами.
Комплектация	<p>В комплектацию шинопровода входят:</p> <ul style="list-style-type: none"> – концевые питающие модули - секции, необходимые для соединения шинной системы с трансформаторами или распределительным щитом; 	<p>Поставка шинопровода выполняется в виде комплектных прямых секций протяженностью 3 м. Остальные вариации коротких, прямых и переходных, угловых и специальных секций поставляются по специальному заказу.</p>

Продолжение таблицы А

1	2	3
Комплектация	– секции для создания распределительной сети сложной конфигурации: угловые с разверткой от 90 до 180 градусов, прямые под прямым углом, Т- и Z-образные, а также комбинированные секции – секции протяженностью 1,0 и 3,0 м. – кожух, изолирующий токопроводящие шины, изготовленный из оцинкованной стали 1,5 мм. – коробки отбора мощности, которые необходимы для питания потребителей непосредственно с распределительного шинпровода внутри помещения; – гибкие элементы, которые позволяют изменять положение шинпроводных систем в нескольких плоскостях.	
Безопасность	Степень защиты от пыли и влаги: IP 55. Обладают устойчивостью к воздействию открытого пламени. Изоляционный материал обладает температурной стойкости 160°C, а специального исполнения –180°C.	Степень защиты от пыли и влаги: IP41– стандартное исполнение; IP54 – по специальному заказу Шинопроводы оснащаются огнезащитные барьерами, защищающими от возгорания.

Выводы по разделу

В результате сравнения технических параметров шинпроводов российского и иностранного производства, для выполнения схемы ремонтно-механического цеха к установке приняты шинопроводы российской марки КЛМ.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					11
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРУППЫ ЦЕХОВ ИЖЕВСКОГО ТРУБОПРОКАТНОГО ЗАВОДА

Определение электрических нагрузок для группы цехов Ижевского трубопрокатного завода выполняется согласно методике, основанной на усовершенствованном методе упорядоченных диаграмм [3]. В системе электроснабжения трубопрокатного завода есть характерные узлы, для которых определяются расчетные нагрузки. Последовательность расчета производится от потребителей до энергосистемы.

1.1 Определение электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Питание электроприемников в ремонтно-механическом цехе выполняется посредством распределительных шинопроводных систем. Величины коэффициентов использования по активной мощности $k_{и.а}$ и коэффициентов мощности $\cos \varphi$ для конкретных электроприемников находятся по справочным данным [4]. После чего для группы электроприемников одинаковой единичной мощности определяются средние активная и реактивные мощности

$$P_{ср} = k_{и.а} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (1.1)$$

$$Q_{ср} = k_{и.а} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

Эффективное число электроприемников определяется по выражению

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}^2}, \quad (1.3)$$

где $p_{ном.i}$ – активная номинальная мощность i -го электроприемника, кВт.

Средневзвешенное значение коэффициента использования определяется из выражения

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}}, \quad (1.4)$$

где $k_{и.а.i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					12
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ определяем по формуле

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i}}, \quad (1.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

Для II-го уровня системы электроснабжения расчетные активная и реактивные мощности определяются по формулам

$$P_p = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{\text{р.р}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{\text{р.а}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяется в [5] и зависит от n_3 и $k_{\text{и.а.}}$;

$K_{\text{р.р}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности определяется по формуле

$$K_{\text{р.р}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

Полная расчетная нагрузка для шинпровода определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

Расчетный ток для распределительного шинпровода

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.10)$$

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

Помимо трехфазной нагрузки в сборочном и пресово-сварочном отделениях ремонтно-механического цеха имеется однофазная нагрузка. Распределение однофазной нагрузки выполняется по возможности равномерно по фазам на линейное и фазное напряжение.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						13
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В таком случае, средняя активная и реактивная мощность на фазу А определяются по выражениям [4]:

$$P_{\text{ср.А}} = k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{АВ})} \cdot k_{\text{АВ(А)}} + k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{СА})} \cdot k_{\text{СА(А)}} + k'_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{А0})}, \quad (1.11)$$

$$Q_{\text{ср.А}} = k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{АВ})} \cdot q_{\text{АВ(А)}} + k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{СА})} \cdot q_{\text{СА(А)}} + k'_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{А0})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.12)$$

где $k_{\text{и.а}}$ и $k'_{\text{и.а}}$ – коэффициенты использования по активной мощности;

$P_{(\text{АВ})}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(\text{СА})}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АС, кВт;

$P_{(\text{А0})}$ – активная нагрузка, присоединенная на фазу А, кВт;

$k_{\text{АВ(А)}}, k_{\text{СА(А)}}, q_{\text{АВ(А)}}, q_{\text{СА(А)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок к соответствующим фазам.

Условная трёхфазная мощность от однофазных электроприёмников для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3P_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.13)$$

$$Q_{\text{с}} = 3Q_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.14)$$

Коэффициент использования по активной нагрузке для случая, когда наиболее загруженной является фаза А

$$K_{\text{и.а}} = \frac{P_{\text{ср.А}}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(\text{АВ})} + P_{(\text{АС})}) + P_{\text{А0}}}. \quad (1.15)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки с учетом формул (1.11) – (1.15), располагаемой в сборочном и прессово-сварочном отделениях, представлены в таблице 1.1.

Расчетные активная и реактивная мощности ремонтно-механического цеха

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{и.а.и}} \cdot P_{\text{ном.и}}, \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{и.а.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.17)$$

где $K_{\text{р.а}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной нагрузке.

С целью определения полной расчетной мощности РМЦ, вычисляется расчетная активная и реактивная нагрузка осветительных приборов

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot S_{\text{ц}}, \quad (1.18)$$

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						14
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников в сборочном и прессово-сварочном отделениях ремонтно-механического цеха

Узлы системы электроснабжения и электроприёмники	P _{н.} , кВт	P _{н.Σ} , кВт	N	n·P _{н.} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{и.а.}	cosφ	tgφ	Средние мощности										
					AB	BC	CA	к фазе	k	g	A	B	C				P _{ср.} , кВт			Q _{ср.} , квар							
																	A	B	C	A	B	C					
Сборочное отделение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
1 Сварочная установка	21,5	64,5	3	1387	21,5	-	-	A	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,29	5,0	-	-	3,7	-	-					
-	-	-	-	-		-	-	B	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-0,7	-	-	6,2	-	
-	-	-	-	-		-	21,5	-	B	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	5,0	-	-	3,7	-	
-	-	-	-	-		-	-	-	C	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-0,7	-	-	6,2	-
-	-	-	-	-		-	-	21,5	C	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	3,7	-
-	-	-	-	-		-	-	-	A	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-0,7	-	-	6,2	-
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	64,5	3	1387	21,5	21,5	21,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,3	4,3	4,3	9,9	9,9	9,9				
ЭП, подключенные на фазное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
5 Автоматы для сварки	2,5	12,5	5	31	-	-	-	-	-	-	5,0	2,5	5,0	0,40	0,50	1,73	2,0	1,0	2,0	3,5	1,7	3,5					
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	12,5	5	31	-	-	-	-	-	-	5,0	2,5	5,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Итого по однофазной нагрузке в отделении сборочном:	2,5-21,5	77,0	8	1418	21,5	21,5	21,5	-	-	-	5,0	2,5	5,0	0,24	0,43	2,12	6,3	5,3	6,3	13,4	11,6	13,4					
Прессово-сварочное отделение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
25 Аппарат сварочный	17,3	86,5	5	1496	34,6	-	-	A	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,29	8,1	-	-	6,0	-	-					
-	-	-	-	-		-	-	B	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-1,2	-	-	10,0	-	
-	-	-	-	-		-	17,3	-	B	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	4,0	-	-	3,0	-	
-	-	-	-	-		-	-	-	C	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-0,6	-	5,0	
-	-	-	-	-		-	-	34,6	C	1,17	0,86	-	-				-	-	-	-	-	-	-	8,1	-	6,0	
-	-	-	-	-		-	-	-	A	-0,17	1,44	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-	10,0	-	
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	86,5	5	1496	34,6	17,3	34,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,9	2,9	7,5	15,9	12,9	10,9				
ЭП, подключенные на фазное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
29 Автомат сварочный	30,0	240,0	8	7200	-	-	-	-	-	-	90,0	90,0	60,0	0,20	0,50	1,73	18,0	18,0	12,0	31,2	31,2	20,8					
30 Сварочный полуавтомат	25,0	200,0	8	5000	-	-	-	-	-	-	75,0	50,0	75,0	0,20	0,50	1,73	15,0	10,0	15,0	26,0	17,3	26,0					
31 Машина электросварочная точечная	25,0	100,0	4	2500	-	-	-	-	-	-	25,0	25,0	50,0	0,35	0,70	1,02	8,8	8,8	17,5	8,9	8,9	17,9					
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	540,0	20	14700	-	-	-	-	-	-	190,0	165,0	185,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Итого по однофазной нагрузке в отделении прессово-сварочном:	17,3-30,0	626,5	25	16196	34,6	17,3	34,6	-	-	-	190,0	165,0	185,0	0,22	0,51	1,68	48,7	39,6	52,0	82,0	70,4	75,6					

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

где $k_{c.осв}$ – коэффициент спроса;

$P_{y.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [6];

$S_{ц}$ – площадь поверхность пола, м²,

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

Полная расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2} \quad (1.20)$$

Принятые к установке распределительные шинопроводы (ШР) должны отвечать следующим условиям [7]:

– допустимой токовой нагрузке

$$0,5 \cdot I_{p.шр} \leq I_{н.шр} \quad (1.21)$$

где $I_{н.шр}$ – номинальный ток шинопровода, А;

– величине допустимой потери напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot I_{p.ш} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos \varphi + x_{0.ш} \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{доп} \quad (1.22)$$

где $L_{ш}$ – длина ШР, м;

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

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

$\Delta U_{доп} = 5\%$ – величина допустимой потери напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов ШР1 – ШР3, выполненный по выражениям (1.21) – (1.22), представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Выбор шинопроводных распределительных систем

Тип	Марка	Производитель	$I_{ном.ш}, А$	$\frac{1}{2} \cdot I_{p.ш}, А$	$L_{ш}, м$	$r_{0.ш}, мОм/м$	$x_{0.ш}, мОм/м$	$\Delta U_{ш}, \%$
ШР-1	KLM-R	КЛМ Инжиниринг [1]	250	214,2	62	0,226	0,165	1,65
ШР-2	KLM-R		500	493,3	38	0,107	0,091	1,11
ШР-3	KLM-R		500	443,8	88	0,107	0,091	2,45

Расчеты, выполненные по формулам (1.1) – (1.22), с целью определения расчетных мощностей по ремонтно-механическому цеху отображены в таблице 1.3.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						16
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Данные из справочника			P _{ср.} , кВт	Q _{ср.} , квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{р.а.}	K _{р.р.}	P _{р.} , кВт	Q _{р.} , квар	S _{р.} , кВ·А	I _{р.} , А
Наименование ЭП и узлов системы электроснабжения	n _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{н.а.}	cosφ	tgφ										
		p _{н.} , кВт	P _{н.} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Распределительный шинопровод ШПР-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1, 5 Однофазные электроприемники	8	2,5-21,5	77,0	0,24	0,43	2,12	18,9	40,2	1418	-	-	-	-	-	-	-
2 Покрасочно-сушильный станок	4	19,0	76,0	0,10	0,65	1,17	7,6	8,9	1444	-	-	-	-	-	-	-
3 Аппарат точечной сварки	4	65,0	260,0	0,35	0,70	1,02	91,0	92,8	16900	-	-	-	-	-	-	-
4 Пресс гидравлический	5	3,8	19,0	0,17	0,65	1,17	3,2	3,8	72	-	-	-	-	-	-	-
6 Станок шлифовальный	3	2,2	6,6	0,12	0,50	1,73	0,8	1,4	15	-	-	-	-	-	-	-
7 Точило обдирочное	7	3,2	22,4	0,14	0,45	1,98	3,1	6,2	72	-	-	-	-	-	-	-
8 Пресс винтовой фрикционный	3	7,3	21,9	0,17	0,65	1,17	3,7	4,4	160	-	-	-	-	-	-	-
9 Аппарат трубоотрезной	8	2,7	21,6	0,14	0,50	1,73	3,0	5,2	58	-	-	-	-	-	-	-
10 Сушильная установка	3	3,1	9,3	0,80	1,00	0,00	7,4	0,0	29	-	-	-	-	-	-	-
11 Электроталь	2	3,2	6,4	0,35	0,50	1,73	2,2	3,9	20	-	-	-	-	-	-	-
12 Калорифер	10	4,5	45,0	0,65	0,80	0,75	29,3	21,9	203	-	-	-	-	-	-	-
13 Кран-балка	1	31,0	31,0	0,35	0,50	1,73	10,9	18,8	961	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-1	58	2,2-65,0	596,2	0,30	0,66	1,15	181,2	207,5	21351	17	1,00	1,04	181,2	215,9	281,9	428,3
Распределительный шинопровод ШПР-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14 Электropечь камерная	3	75,0	225,0	0,60	0,95	0,33	135,0	44,4	16875	-	-	-	-	-	-	-
15 Электropечь камерная	2	60,0	120,0	0,60	0,96	0,29	72,0	21,0	7200	-	-	-	-	-	-	-
16 Печь цементная	3	80,0	240,0	0,60	0,98	0,20	144,0	29,2	19200	-	-	-	-	-	-	-
17 Электropечь шахтная отпускная	2	33,0	66,0	0,60	0,97	0,25	39,6	9,9	2178	-	-	-	-	-	-	-
18 Аппарат для закалки	5	10,0	50,0	0,60	0,95	0,33	30,0	9,9	500	-	-	-	-	-	-	-
19 Печь камерная	5	45,0	225,0	0,60	0,95	0,33	135,0	44,4	10125	-	-	-	-	-	-	-
20 Печь ванная	3	20,0	60,0	0,60	0,96	0,29	36,0	10,5	1200	-	-	-	-	-	-	-
21 Калорифер	6	5,0	30,0	0,65	0,80	0,75	19,5	14,6	150	-	-	-	-	-	-	-
22 Электроталь	1	2,8	2,8	0,20	0,50	1,73	0,6	1,0	8	-	-	-	-	-	-	-
23 Кран мостовой	3	7,3	21,9	0,25	0,50	1,73	5,5	9,5	160	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-2	33	2,8-80,0	1040,7	0,59	0,95	0,31	617,1	194,3	57596	19	1,00	1,04	617,1	201,8	649,3	986,5
Распределительный шинопровод ШПР-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25, 29-31 Однофазные электроприемники	25	17,3-30,0	626,5	0,22	0,51	1,68	146,0	246,0	16196	-	-	-	-	-	-	-
24 Прессовая установка гидравлическая	4	4,5	18,0	0,20	0,65	1,17	3,6	4,2	81	-	-	-	-	-	-	-
26 Молот пневматический	4	29,0	116,0	0,24	0,65	1,17	27,8	32,5	3364	-	-	-	-	-	-	-
27 Вентилятор дутьевой	9	2,2	19,8	0,65	0,80	0,75	12,9	9,7	44	-	-	-	-	-	-	-
28 Аппарат обдирочный	7	3,2	22,4	0,12	0,50	1,73	2,7	4,7	72	-	-	-	-	-	-	-
32 Аппарат электросварочный шовный	3	100,0	300,0	0,35	0,70	1,02	105,0	107,1	30000	-	-	-	-	-	-	-
33 Установка сушильная	2	2,7	5,4	0,80	1,00	0,00	4,3	0,0	15	-	-	-	-	-	-	-
34 Станок отрезной	4	7,0	28,0	0,12	0,50	1,73	3,4	5,8	196	-	-	-	-	-	-	-
35 Вентилятор	8	4,5	36,0	0,65	0,80	0,75	23,4	17,6	162	-	-	-	-	-	-	-
36 Калорифер	5	7,0	35,0	0,65	0,80	0,75	22,8	17,1	245	-	-	-	-	-	-	-
37 Мостовой кран	4	3,2	12,8	0,25	0,50	1,73	3,2	5,5	41	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-3	75	2,7-100,0	1219,9	0,29	0,62	1,27	355,0	450,2	50415	30	1,00	1,03	355,0	464,0	584,2	887,6

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
РМЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ШР-1	58	2,2-65,0	596,2	0,30	0,66	1,15	181,2	207,5	21351	-	-	-	-	-	-	-
2 ШР-2	33	2,8-80,0	1040,7	0,59	0,95	0,31	617,1	194,3	57596	-	-	-	-	-	-	-
3 ШР-3	75	2,7-100,0	1219,9	0,29	0,62	1,27	355,0	450,2	50415	-	-	-	-	-	-	-
Всего нагрузки по РМЦ	166	2,2-100,0	2856,8	0,40	0,80	0,74	1153,4	852,0	129362	63	0,70	0,70	807,4	596,4	1003,7	1525,0
Освещение $P_{вд}=12 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{п}=5250 \text{ м}^2$	-	-	63,0	0,90	0,95	0,30	-	-	-	-	-	-	56,7	17,0	59,2	-
Итого с учетом освещения	166	2,2-100,0	2919,8	0,40	0,80	0,74	1153,4	852,0	129362	63	-	-	864,1	613,4	1059,6	1610,0

1.2 Определение электрических нагрузок для группы цехов трубопрокатного завода

Расчетная низковольтная нагрузка для группы цехов трубопрокатного завода определяется по формулам:

$$P_{p.n} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i}, \quad (1.23)$$

$$Q_{p.n} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.24)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности i -го цеха;

$P_{ном.i}$ – установленная мощность электроприемников 0,4 кВ i -го цеха, кВт;

$K_{p.a}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности;

$K_{и.а.i}$ – коэффициент использования нагрузки i -го цеха.

Для нахождения коэффициента расчетной нагрузки по активной нагрузке $K_{p.a}$ определяется средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП по низковольтной нагрузке 0,4 кВ по формулам

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot P_{н.i}}{\sum_{i=1}^n P_{н.i}}, \quad (1.25)$$

$$N_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n n_{э.i} \cdot \left(\frac{P_{ном.i}}{n_{э.i}} \right)^2}, \quad (1.26)$$

где $n_{э.i}$ – эффективное число электроприемников для i -того цеха.

Расчетная нагрузка для группы цехов трубопрокатного завода находится по следующим выражениям

$$P_{pp} = K_{o.m} \cdot \left(\sum_1^{m_1} P_{p.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \right) + P_{осв.}, \quad (1.27)$$

$$Q_{pp} = K_{o.m} \cdot \left(\sum_1^{m_1} Q_{p.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \right) + Q_{осв.}, \quad (1.28)$$

где $K_{o.m}$ – коэффициент одновременности максимумов;

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

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

$P_{осв.}$, $Q_{осв.}$ – активная и реактивная осветительная нагрузка.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						19
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

При определении расчетной нагрузки электроприёмников напряжением 10 кВ принимается, что коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности равен единице, в таком случае расчетные мощности будут равны средним мощностям. Величины электрических нагрузок для группы цехов трубопрокатного завода, выполненные с применением формул (1.23) – (1.28) отображены в таблице 1.4.

1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок

На картограмме электрических нагрузок, располагаемой генплане группы цехов трубопрокатного завода (лист 1), размещаются окружности, разделённые на сектора, по площади эквивалентные расчетным нагрузкам производственных цехов. Углы секторов и радиусы обозначенных на генеральном плане окружностей возможно определить по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{3,14 \cdot m}}, \quad (1.29)$$

$$\alpha_{н.в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.н.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.30)$$

$$\alpha_{в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.в.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.31)$$

$$\alpha_{о.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.о.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.32)$$

где m – масштаб картограммы, кВт/мм².

$P_{p.i}, P_{p.н.i}, P_{p.в.i}, P_{p.о.i}$ – расчетные активные мощности цеха, электроприёмников напряжением 0,4 кВ, электроприёмников напряжением 10 кВ и осветительная мощность, кВт;

Определим масштаб картограммы по наименьшей нагрузке цеха с соответствующим радиусом окружности равным 10 мм

$$m = \frac{P_{p.min}}{3,14 \cdot R_{min}^2}. \quad (1.33)$$

Примем наименьший радиус окружности равным 10 мм, в таком случае масштаб картограммы, определяемый по формуле (1.33), составит 0,79 кВт/мм².

Координаты символического центра электрических нагрузок можно определить по формуле [3]:

$$X_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (1.34)$$

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						20
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 1.4 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов трубопрокатного завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$K_{иа}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м ²	$P_{уд\ осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв},$ кВт/м ²	$Q_{росв},$ квар	$P_p + P_{росв},$ кВт	$Q_p + Q_{росв},$ кВт	$S_p,$ кВ·А
400 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Термический цех	40	490	0,60	0,70	1,02	294	300	0,85	250	255	11040	0,0100	0,95	0,3	0,85	94	28	344	283	445
2 Электроремонтный цех	23	1320	0,35	0,70	1,02	462	471	0,85	393	401	7040	0,0120	0,95	0,3	0,80	68	20	460	421	624
3 Цех непрерывной печной сварки труб	73	3570	0,70	0,80	0,75	2499	1874	0,80	1999	1499	22360	0,0130	0,95	0,3	0,90	262	78	2261	1578	2757
4 Заводоуправление	35	2620	0,31	0,70	1,02	812	828	0,75	609	621	3520	0,0100	0,95	0,3	0,90	32	10	641	631	899
5 Мартеновский цех	92	3050	0,45	0,70	1,02	1373	1400	0,72	988	1008	11400	0,0120	0,95	0,3	0,80	109	33	1098	1041	1513
6 Котельная	59	1910	0,85	0,70	1,02	1624	1656	0,80	1299	1325	5000	0,0090	0,95	0,3	0,90	41	12	1339	1337	1892
7 Литейный цех	7	405	0,50	0,50	1,73	203	350	1,10	223	385	2200	0,0120	0,95	0,3	0,90	24	7	247	392	463
8 Кузнечный цех	40	8400	0,75	0,80	0,75	6300	4725	0,85	5355	4016	9900	0,0100	0,95	0,3	0,80	79	24	5434	4040	6771
9 Штамповочный цех	21	2960	0,75	0,80	0,75	2220	1665	0,90	1998	1499	16530	0,0150	0,95	0,3	0,90	223	67	2221	1565	2717
10 РМЦ	63	2857	0,40	0,80	0,74	1153	852	0,70	807	596	5250	0,0120	0,95	0,3	0,90	57	19	864	615	1061
Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129740	0,0002	0,95	0,3	1,00	26	8	26	8	27
Всего по нагрузке 400 В	258	27582	0,61	0,77	0,83	16939	14122	0,80	13551	11298	-	-	-	-	-	1013	306	14565	11603	18622
10 000 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Термический цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Преобразователь КВПП, 1400 кВт	6	8400	0,60	0,90	0,48	5040	2441	1,00	5040	2441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Преобразователь, 510 кВт	4	2040	0,60	0,93	0,41	1224	503	1,00	1224	503	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 Цех непрерывной печной сварки труб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД1), 1000 кВт	4	4000	0,90	0,75	-0,88	3600	-3175	1,00	3600	-3175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 Кузнечный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД2), 2000 кВт	4	8000	0,90	0,75	-0,88	7200	-6350	1,00	7200	-6350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по нагрузке 10 000 В	18	22440	0,76	0,93	-0,39	17064	-6581		17064	-6581	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по группе цехов трубопрокатного завода	28	50022	0,68	0,95	0,32	34003	7541	0,85	30615	4717	-	-	-	-	-	1013	306	27554	4551	27927

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

$$y_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (1.35)$$

где x_i, y_i – координаты производственных цехов (лист 1), м.

Координаты центра электрических нагрузок, определённые по формулам (1.29) – (1.35), отображены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Определение координат символического центра электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p,i}$, 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	$\alpha_{осв/vi}$, град	$\alpha_{v/vi}$, град
1 Термический цех	6608	250	94	6264	484	353	52	14	5	341
2 Электроремонтный цех	460	393	68		505	227	14	307	53	0
3 Цех непрерывной печной сварки труб	5861	1999	262	3600	388	141	49	123	16	221
4 Заводоуправление	641	609	32		68	352	16	342	18	0
5 Мартеновский цех	1098	988	109		204	118	21	324	36	0
6 Котельная	1339	1299	41		288	111	23	349	11	0
7 Литейный цех	247	223	24		307	227	10	325	35	0
8 Кузнечный цех	12634	5355	79	7200	302	353	72	153	2	205
9 Штамповочный цех	2221	1998	223		96	127	30	324	36	0
10 РМЦ	864	807	57		198	357	19	336	24	0
Координаты символического ЦЭН					333	278				

При выборе местонахождения ГПП, кроме координат центра электрических нагрузок (ЦЭН) была учтена площадь, необходимая для размещения ГПП с учетом расположения цехов и подходов воздушных линий (ВЛ). Поэтому приняты координаты размещения ГПП: (246 м; 257 м).

Выводы по разделу один

В данном разделе найдены расчетная нагрузка ремонтно-механического цеха, расчетная нагрузка по группе цехов трубопрокатного завода, а также найдены координаты символического ЦЭН, которые способствовали определению места установки ГПП.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						22
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения с трансформаторами марки ТМГ (трехфазные масляные трансформаторы с гофробаком) [8]. Необходимость установки данного типа трансформаторов обусловлена рядом преимуществ: герметичное исполнение исключает контакт масла с окружающей средой, что делает его в достаточной мере пожаробезопасным и экологичным, кроме того при эксплуатации трансформаторов марки нет необходимости в проведении ревизионных и профилактических работах. При выборе числа типоразмеров трансформаторов с целью сокращения «холодного» резерва стремились их максимально сократить.

При выборе мощности трансформаторов цеховых главным образом руководствовались рекомендациями по проектированию, представленными в [9]. Экономически целесообразная единичная мощность трансформаторов цеховых ТП находится в корреляционной зависимости от плотности электрической нагрузки производственного цеха предприятия, данная зависимость наглядно представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Зависимость единичной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

Плотность электрической нагрузки σ , кВ·А/м ²	0,05-0,08	0,08-0,15	0,15-0,25	0,25-0,35	0,35 и более
Экономически целесообразная мощность трансформатора цеховой ТП $S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Определение плотности электрической нагрузки производственного цеха выполняется по выражению

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

где S_p – расчетная мощность производственного цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь рассматриваемого производственного цеха, м².

Величина единичной мощности трансформатора цеховой ТП определенная по таблице 2.1 может быть изменена из-за расчетной мощности производственного цеха, категории по надёжности электроснабжения, количества принятых к установке на предприятии типоразмеров трансформаторов.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						23
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции находится по выражению

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

где $P_{p.c}$ – расчетная мощность производственного цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов, В·А;

$k_{з.доп}$ – коэффициент допустимый загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

Номинальная мощность трансформатора цеховой двухтрансформаторной подстанции

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

где $N_t = 2$ – число трансформаторов в цеховой ТП, шт.

Реактивная мощность трансформаторов цеховой ТП, в случае их выбора по активной мощности нагрузки производственного цеха с учётом допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы, обусловленного категорией по надежности электроснабжения

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

Обычно реактивные мощности Q_{1p} и $Q_{p.c}$ имеют различные величины. Ввиду чего, фактическая реактивная мощность Q_1 , проходящая через трансформатор цеховой ТП, выражается из следующих условий

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

Анализируя параметры условий (2.5) можно сделать следующие выводы:

1) При реактивной мощности Q_{1p} не меньшей величины расчётной реактивной мощности цеха ($Q_{p.c}$), через трансформатор цеховой ТП из распределительной сети напряжением 10000 В в сеть напряжением 400 В будет передаваться величина реактивной мощности (Q_1), равная расчётной реактивной нагрузки производственного цеха ($Q_{p.c}$);

2) В случае, когда мощность $Q_{1p} < Q_{p.c}$, иными словами трансформаторы цеховой ТП не имеют возможности всю нагрузку производственного цеха $Q_{p.c}$, поэтому необходимо предусмотреть установку низковольтных компенсирующих

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						24
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

устройств, мощность которых определяется разностью между расчетной реактивной мощностью производственного цеха ($Q_{p.ц}$) и величиной фактической реактивной мощности (Q_1)

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

После чего необходимо проверить работоспособность трансформаторов цеховой ТП, посредством определения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальных и ненормальных режимах работы с учетом величины допустимой перегрузки, определяемой требованиями ПУЭ

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

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

Номинальные мощности трансформаторов для питания преобразовательных установок [10] выбираются по величине установленной мощности рассматриваемых установок

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

Полная мощность рассматриваемых установок определяется по выражению

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

где $P_{э/т.уст}$ – установленная мощность, кВт.

Выбор трансформаторов, устанавливаемых в производственных цехах трубoproкатного завода, выполненный с учетом условий, обозначенных в выражениях (2.1) – (2.10), представлен в таблице 2.2.

На предприятии имеются производственные цеха с малой расчетной нагрузкой, питание которых возможно осуществлять от собственной цеховой трансформаторной подстанции, либо от низковольтного распределительного пункта (РПН), питание которого осуществляется от соседнего рядом расположенного производственного цеха по линии 0,4 кВ.

Выбор того или иного способа питания данных цехов осуществляется исходя из следующего условия

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

где $S_{p.ц}$ – расчетная нагрузка производственного цеха, кВт·А;

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					25
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, устанавливаемых в цехах трубопрокатного завода

Название производственных цехов	Категория над.	P _{расч.} , кВт	Q _{расч.} , квар	S _{расч.} , кВт·А	Площадь, м ²	σ, кВт·А/м ²	S _{эт.} , кВт·А	№ ТП	Тип трансформатора	S _{н.т.} , кВт·А	N _{тр.} в ТП	N _{ТП}	K _{з.д}	Q _{1р.} , квар	Q _{1.} , квар	Q _{к.у.} , квар	K _{з.н.}	K _{з.ав}	ΔP _{х.х.} , кВт	ΔP _{к.з.} , кВт	I _{х.х.} , %	U _{к.з.} , %	ΔP _{т.} , кВт	ΔQ _{т.} , квар	P _р +ΔP _{т.} , кВт	Q ₁ +ΔQ _{т.} , квар	S _{р.} , кВт·А	
1 Термический цех	II	344	283	445	11040	0,04	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП1:	-	344	283	445	11040	0,04	400	1	ТМГ	250	2	1	0,7	66	66	217	0,70	1,40	0,47	4,2	1,2	4,5	5	17	349	83	359	
2 Электроремонтный цех	III	460	421	624	7040	0,09	630																					
Итого по ТП2:	-	460	421	624	7040	0,09	630	2	ТМГ	630	1	1	0,9	331	331	90	0,90	-	1,00	7,6	0,6	5,5	7	32	467	363	592	
3 Цех непрерывной печной сварки труб	II	2261	1578	2757	22360	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Литейный цех	II	247	392	463	2200	0,21	1000	РПН-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП3-ТП4:	-	2507	1970	3189	22360	0,16	1000	3-4	ТМГ	1000	2	2	0,7	1246	1246	724	0,70	1,40	1,40	10,8	0,6	5,5	27	132	2534	1378	2885	
4 Заводоуправление	II	641	631	899	3520	0,26	1600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП5:	-	641	631	899	3520	0,26	1600	5	ТМГ	630	2	1	0,7	606	606	25	0,70	1,40	1,00	7,6	0,6	5,5	9	42	650	648	918	
5 Мартеновский цех	II	1098	1041	1513	11400	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП6:	-	1098	1041	1513	11400	0,16	1000	6	ТМГ	1000	2	1	0,7	869	869	172	0,70	1,40	1,40	10,8	0,6	5,5	13	66	1111	935	1452	
6 Котельная	II	1339	1337	1892	5000	0,38	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП7:	-	1339	1337	1892	5000	0,38	2500	7	ТМГ	1000	2	1	0,7	408	408	929	0,70	1,40	1,40	10,8	0,6	5,5	13	66	1353	474	1433	
8 Кузнечный цех	II	5434	4040	6771	9900	0,68	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП8-ТП9	-	5434	4040	6771	9900	0,68	2500	8-9	ТМГ	2500	2	2	0,7	4412	4040	0	0,68	1,35	2,50	28,0	0,4	6,5	61	338	5496	4378	7026	
9 Штамповочный цех	II	2221	1565	2717	16530	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП10-ТП11:	-	2221	1565	2717	16530	0,16	1000	10-11	ТМГ	1000	2	2	0,7	1705	1565	0	0,68	1,36	1,40	10,8	0,6	5,5	26	126	2247	1691	2812	
10 РМЦ	III	864	615	1061	5250	0,20	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП12:	-	864	615	1061	5250	0,20	1000	12	ТМГ	1000	1	1	0,9	252	252	363	0,90	-	1,40	10,8	0,6	5,5	10	51	874	302	925	
Потери в установках электротехнологических	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Термический цех (6хПЧх1400)	-	1400	678	1556	-	-	-	-	ТСЗП	1600	1	6	-	-	-	-	0,97	-	2,30	12,0	0,8	5,5	82	576	-	-	-	
2 Термический цех (4хПЧх510)	-	510	209	551	-	-	-	-	ТСЗП	630	1	4	-	-	-	-	0,88	-	1,40	6,5	1,0	5,5	26	131	-	-	-	
Всего по группе цехов трубопрокатного завода:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280	1575	15081	10252	-	

L – расстояние от распределительного пункта рассматриваемого производственного цеха с малой расчетной мощностью до трансформаторной подстанции рядом расположенного цеха, м.

Обоснование целесообразности установки РПН по условию (2.11) отображено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Проверка целесообразности применения РПН

Цеховая ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
ТП-3	РПН-1	$463 \cdot 35 = 16205$

По данным таблицы 2.3 можно сделать вывод о нецелесообразности установки РПН-1 с запиткой от ТП-3. Но ввиду того, что условие (2.11) было определено достаточно давно, поэтому величина 15000 кВ·А·м могла претерпеть некоторые изменения, ввиду повышения тарифов на энергоресурсы, а также увеличения стоимости электрооборудования. Значит, окончательное решение по целесообразности установки РПН-1 будет принято на основании технико-экономического сравнения и представлено ниже в пояснительной записке.

Выводы по разделу два

Выбраны трансформаторы марки ТМГ следующих типоразмеров 250, 630, 1000 и 2500 кВ·А. Для питания установок специального назначения предусмотрена установка трансформаторов ТСЗП следующих типоразмеров 630 и 1600 кВ·А. Рассмотрена возможность установки комплектных распределительных устройств 0,4 кВ в цехах с малой расчетной мощностью.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					27
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

При определении величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения целесообразно воспользоваться формулой Стилла:

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

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка по предприятию, кВт;

$L_{\text{ВЛ}}$ – протяженность питающей воздушной линии, км;

Расчетная активная мощность на V уровне системы электроснабжения может быть определена по формуле [3]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ – сумма расчетных активных мощностей узлов СЭС III уровня, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}}$ – сумма расчетных активных мощностей электроприемников напряжением 10 кВ, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – сумма потерь активной мощности в цеховых трансформаторах, Вт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ – осветительная нагрузка, Вт.

Результаты расчетов, выполненные по формулам (3.1) – (3.2), с целью определения величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения, отразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение рационального напряжения

$K_{\text{ом}}$	$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$, кВт	$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}}$, кВт	$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$, кВт	$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$, кВт	$P_{\text{р.п.}}$, кВт	$L_{\text{ВЛ}}$, км	$U_{\text{рац}}$, кВ
0,85	13551	17064	280	1013	27274	7,5	65

Из таблицы 3.1 видно, что величина рационального напряжения располагается между двумя стандартными классами напряжений 35 кВ и 110 кВ, откуда следует необходимость в проведении подробного технико-экономического анализа при выборе напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого предприятия.

Далее рассмотрим выбор единичной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на главной понизительной подстанции завода.

Величина номинальной мощности трансформаторов понизительной подстанции определяется по выражению

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

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН, вар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции завода, квар.

Величина потерь реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции определяется по выражению

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (3.4)$$

За величину экономически целесообразной реактивной мощности на стороне ВН необходимо принять минимальную из определяемых по формулам

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (3.5)$$

$$Q''_{эс} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд.м}, \quad (3.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [11];

$K_{нр}$ – величина коэффициента несовпадения реактивной мощности.

Величину расчетной реактивной мощности предприятия определим по выражению

$$Q_{p.п} = K_{o.m.} \cdot \left(\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot q_{н.i} + \sum_{i=1}^m Q_{p.i}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{т.i} \right) + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{p.осв.i}. \quad (3.7)$$

Расчет величины расчетной реактивной мощности предприятия по формуле (3.7) представим в таблице 3.2.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					29
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 3.2 – Определение расчетной реактивной мощности предприятия

$K_{ом}$	$\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot Q_{п.i}$, квар	$\sum_{i=1}^m Q_{р.i}^{(3)}$, квар	$\sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti}$, квар	$\sum_{i=1}^n Q_{р.осв.i}$, квар	$Q_{р.п.}$, квар
0,85	11298	2944	1575	306	13750

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей определим по формуле

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.н.}^2 + Q_{СД.н.}^2}, \quad (3.8)$$

где $\alpha_m=0,62$ – величина коэффициента допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности.

Расчет величины располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей по формуле (3.8) представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Определение располагаемой реактивной мощности СД

Наименование	α_m	$N_{СД}$, шт	$P_{СД.н.}$, кВт	$Q_{СД.н.}$, квар	$Q_{СД.м}$, квар
СД1	0,62	4	1000	505	2778
СД2	0,62	4	2000	1000	5545
Итого	-	-	-	-	8323

Определение экономически целесообразной реактивной мощности с учётом выражений (3.5) – (3.6) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Определение экономически целесообразной реактивной мощности

$U_{ном}$, кВ	$P_{р.п.}$, кВт	$Q_{р.п.}$, квар	$Q_{СД.м.}$, квар	$K_{нр}$	$Q'_{эс}$, квар	$Q''_{эс}$, квар	$Q_{эс}$, квар
35	27274	13750	8323	0,85	10910	6896	6896
110					13637	6896	6896

Трубопрокатный завод относится ко 2-ой категории по надёжности электро-снабжения, поэтому его электроснабжения должно осуществляться от 2-х независимых источников, по этой причине на понизительной подстанции предприятия предусматривается установка 2-х трансформаторов.

Величина единичной номинальной мощности силового трансформатора выражается из условия

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п.}}{n \cdot K_{з.н.}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент, характеризующий величину допустимой загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы.

Выбор мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, выполненный с учётом выражений (3.3) – (3.4), (3.9), отобразим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}, \text{кВ}$	$Q_{эс}, \text{квар}$	$\Delta Q_{т.ГПП}, \text{квар}$	$S_{р.п.}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{т.расч.}, \text{кВ}\cdot\text{А}$
35	6896	1969	27715	19797
110	6896	1969	27715	19797

На основании данных из таблицы 3.5 необходимо принять мощность трансформаторов равной 25 МВ·А, технические характеристики которых представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Технические параметры принятых трансформаторов [12]

Марка	$S_{т}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$\Delta P_{хх}, \text{кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$
ТРДН	25	35	10/10	115,0	20,0	10,5	0,60
ТРДН	25	110	10/10	120,0	19,0	10,5	0,23

Выводы по разделу три

Вычислена величина рационального напряжения схемы внешнего электро-снабжения, которая составила 65 кВ. Определена единичная мощность 25 МВ·А и тип трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия ТРДН с учётом перегрузочной способности.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						31
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С учетом обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода, выбрана схема 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны питающих воздушных линий. Представим на рисунках 4.1, 4.2 электрические принципиальные схемы внешнего электроснабжения для рассматриваемых в ходе последующего технико-экономического анализа классов напряжений: 35 кВ и 110 кВ.

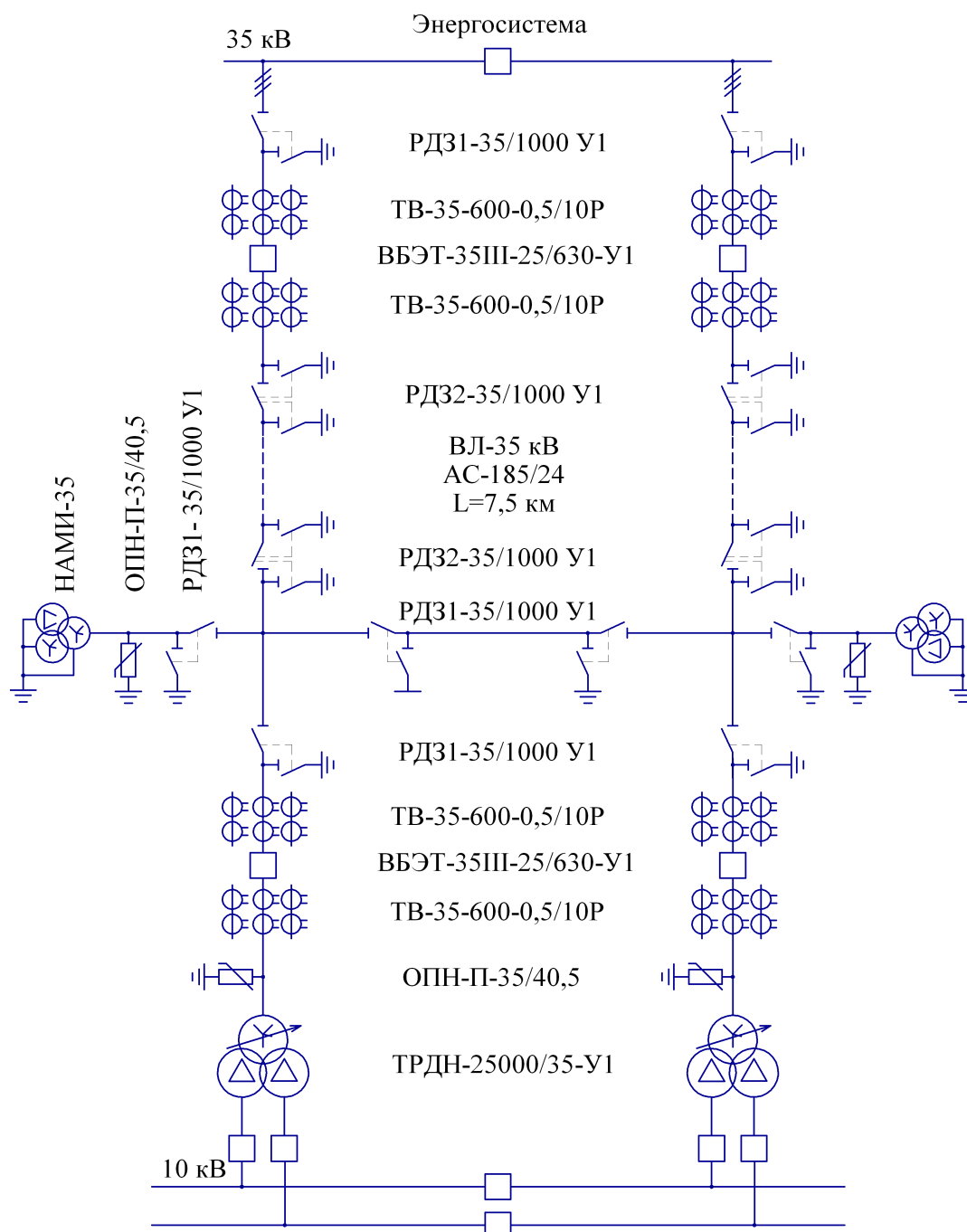


Рисунок 4.1 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 35 кВ

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

32

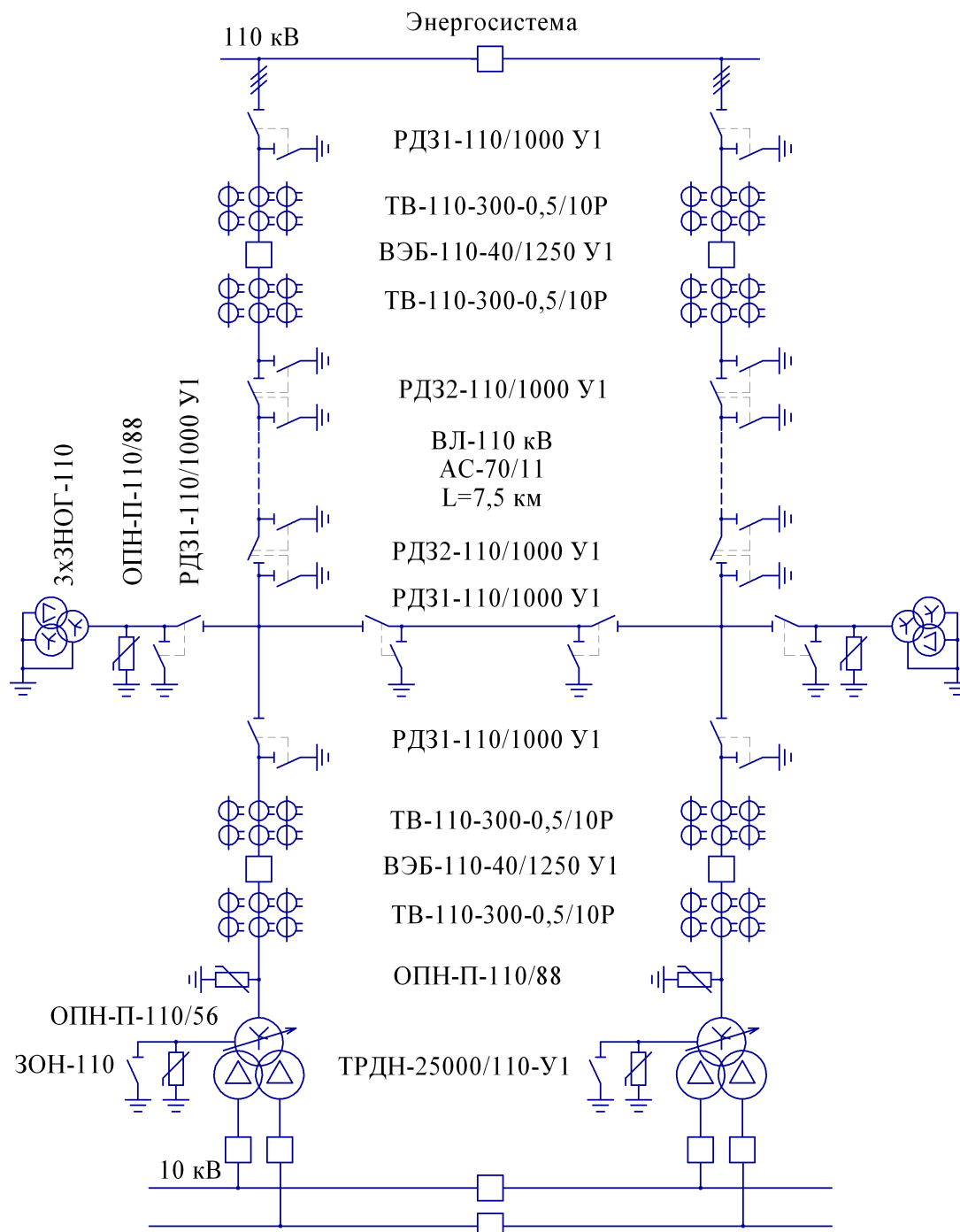


Рисунок 4.2 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 110 кВ

4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи

Величина потерь ΔP_T в трансформаторах подстанции предприятия определяется по выражению

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x,x} + k_{3.n}^2 \Delta P_{к.з}), \quad (4.1)$$

где N_T – количество трансформаторов, установленных на подстанции, шт;

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

33

$\Delta P_{x.x.}$ – величина потерь холостого хода силового трансформатора, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$ – величина потерь короткого замыкания силового трансформатора, Вт.

Величина потерь ΔQ_T в трансформаторах ГПП определяется по формуле

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{x.x.}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_{к.з.}}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где $I_{x.x.}$ – величина ток холостого хода силового трансформатора, установленного на подстанции, %;

$U_{к.з.}$ – величина напряжение короткого замыкания силового трансформатора, установленного на подстанции, %.

Величина потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{x.x.} \cdot T_{г} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ – число часов годовых максимальных потерь, ч.

Зная величину (T_m) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [4] в зависимости от отрасли промышленности, возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

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

Выполненные расчёты по выражениям (4.1) – (4.3) с целью определения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, устанавливаемых на ГПП предприятия в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения, представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Расчёт потерь электрической энергии в силовых трансформаторах

$U_{ном}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_m , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{МВт \cdot ч}{год}$
35	111	1913	4355	2742	544
110	112	1728	4355	2742	535

Произведём расчёты по определению потерь электрической энергии в питающих линиях электропередачи, выполненных посредством воздушных линий на металлических опорах.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						34
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчетная нагрузка воздушной линия определяется по формуле

$$S_{p.вл.} = \sqrt{(P_{p.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (4.4)$$

$$I_{p.вл.} = \frac{S_{p.вл.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} \quad (4.5)$$

где U_n – номинальное напряжение схемы внешнего электроснабжения, кВ.

В случае аварийного отключения одной из цепей воздушной линии, оставшаяся в работе цепь должна выдержать передаваемый по ней ток

$$I_n = 2 \cdot I_{p.л.} \quad (4.6)$$

Руководствуясь требованиями ПУЭ [13] площадь сечения ВЛ необходимо выбирать по ($j_э$) экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.л.}}{j_э} \quad (4.7)$$

Величина годовых потерь активной электрической энергии в проводах линий электропередачи определяется по формуле

$$\Delta A_{вл} = n \cdot (3 \cdot I_{p.вл.}^2 \cdot r_{уд.вл.} \cdot L_{вл} \cdot \tau), \quad (4.8)$$

где $r_{уд.вл.}$ – величина удельного активного сопротивления ВЛ, Ом/км;

$L_{вл}$ – удалённость энергосистемы от рассматриваемого предприятия, км.

Выполненные расчёты по выражениям (4.4) – (4.8) с целью определения потерь электрической энергии в линиях электропередачи, в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения предприятия представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёт потерь электрической энергии в линиях электропередачи

U_n , кВ	$S_{p.л.}$, кВ·А	$I_{p.вл.}$, А	$I_{п.вл.}$, А	$F_{э.вл.}$, мм ²	$F_{ст.вл.}$, мм ²	$I_{д.доп.вл.}$, А	$r_{уд.вл.}$, Ом/км	$L_{вл.}$, км	$\frac{\Delta A_{вл.}}{\text{год}}$, МВт·ч
35	28240	233	466	212	185	510	0,16	7,5	1071
110	28241	74	148	67	70	265	0,43	7,5	291

4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия

Одним из критериев выбора коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия является динамическая стойкость к токам короткого замыкания. Поэтому выполним расчёт величины токов короткого замыкания в характерных точках системы внешнего электроснабжения предприятия, отмеченных на рисунке 4.3

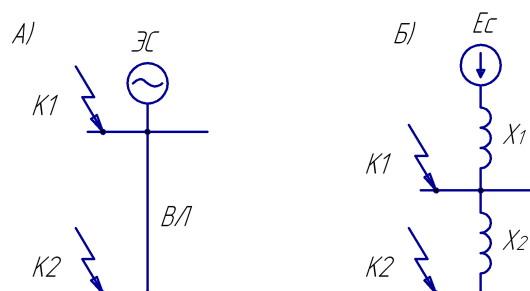


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для определения токов КЗ

Найдём эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 4.2.

Таблица 4.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 4.2

	35 кВ	110 кВ
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{эс}}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{600 \cdot 10^6} = 1,67 \text{ о.е.}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{2400 \cdot 10^6} = 0,42 \text{ о.е.}$
$x_2 = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{U_{ср}^2}$	$x_2 = \frac{0,40 \cdot 7,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(37 \cdot 10^3)^2} = 2,19 \text{ о.е.}$	$x_2 = \frac{0,44 \cdot 7,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,25 \text{ о.е.}$

В таблице 4.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 4.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	35 кВ		110 кВ	
		К1	К2	К1	К2
$x_\Sigma = x_c + \sum x_i$	о.е.	1,67	3,86	0,42	0,67
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_\Sigma}$	кА	9,4	4,0	12,0	7,5
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	22,8	10,3	29,3	19,2

При выборе коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия руководствуются следующими параметрами электрической сети [3]:

- максимальным рабочим током;
- трёхфазным током короткого замыкания;
- ударным током.

В таблице 4.5 представим выбор электрооборудования для подстанций с высшими напряжениями 35 кВ и 110 кВ.

Таблица 4.5 – Выбор оборудования РУВН подстанций

Вид оборудования			Каталожные данные				
Название	Тип	Изготовитель	$I_{в.ном.},$ А	$I_{отк.ном.},$ кА	$I_{вкл.макс.},$ кА	$K_{тт}$	Класс точности
РУВН-35 кВ							
Выключатель	ВБЭТ-35	НПП Контакт [14]	630	25	63	-	-
Разъединитель	РДЗ-35	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-35	НПП Контакт [14]	600	-	-	600/5	0,5/10Р
ТН	НАМИ-35	РЭТЗ Энергия [16]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-35/40,5	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
РУВН-110 кВ							
Выключатель	ВЭБ-110	УЭТМ [18]	1250	40	102	-	-
Разъединитель	РДЗ-110	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-110	УЭТМ [18]	150	-	-	150/5	0,5/10Р
ТН	3хЗНОГ-110	ЗЭТО [19]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-110/56	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
ОПН	ОПН-П-110/88	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
ЗОН	ЗОН-110	ЗЭТО [20]	400	-	-	-	-
Параметры сети			$I_{раб.макс.},$ кА	$I_k^{(3)},$ А	$i_{уд.},$ кА	-	-
РУВН-35 кВ			466,0	9,4	22,8	-	-
РУВН-110 кВ			148,0	12,0	29,3	-	-

Примечание: НПП «Контакт» – Научно-производственное предприятие «Контакт», УЭТМ – Уралэлектротяжмаш, ЗЭТО – Завод электротехнического оборудования, РЭТЗ «Энергия» – Раменский электротехнический завод «Энергия», ЗЭУ – Завод энергозащитных устройств

4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам

Методика выбора величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения классами 35 кВ и 110 кВ.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						37
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи, определенных ранее в п.4.1.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [3]:

$$Z = \sum_i^n E_{н.и} \cdot k_i + C_3, \quad (4.9)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a.i} + E_{o.i}, \quad (4.10)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{a.i}, E_{o.i}$ – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{л}) \cdot C'_0. \quad (4.11)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_T \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.12)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [21];

α_T – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [21];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_3 во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_T = 12 \cdot (\alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}), \quad (4.13)$$

$$\beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ}, \quad (4.14)$$

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где $\alpha_{ГЕН}, \beta_{ГЕН}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;
 $\alpha_{СЕТ}, \beta_{СЕТ}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям .

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (4.12) – (4.14) представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

$U_{НОМ},$ кВ	K_M	δ	$\alpha_{СЕТ},$ руб/кВт	$\alpha_{ГЕН},$ руб/кВт	$\beta_{СЕТ},$ руб/кВт·ч	$\beta_{ГЕН},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{Г},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
35	1	1,05	1029,35	798,29	0,37333	1,42315	21949,56	1,55603	9,85
110	1	1,03	1030,84	798,29	0,13288	1,42315	21931,68	1,79648	10,28

Выполненные расчёты по выражениям (4.9) – (4.14) с целью определения приведенных годовых затрат для схем внешнего электроснабжения предприятия, в зависимости от класса напряжения представлены в таблицах 4.7, 4.8. Стоимостные показатели, представленные в [21], приняты с учетом коэффициента инфляция ($K_{инф}=1,57$) на 2020 год по отношению к 2012 году [23].

Таблица 4.7 – Определение технико-экономические параметров для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 35 кВ

Тип	Единицы изм.	Количество	Стоимость ед. тыс. руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_{н.и},$ 1/год	$k_i \cdot E_{н.и},$ тыс.руб/ год	ΔA кВтч/год	$C_{э},$ тыс.руб/ год	$Z_{г.пр},$ тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-35, 1000 А	шт	8	105	840	0,193	162			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-35, 1000А	шт	4	115	460	0,193	89			
Выключатель вакуумный ВБЭТ-35, 630 А.	шт	4	714	2856	0,193	551			
Трансформатор напряжения антирезонансный НАМИ-35	шт	2	220	440	0,193	85			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-35/40,5	шт	12	18	216	0,193	42			

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Силовой трансформатор ТРДНС-25000/35	шт	2	6935	13869	0,193	2677	544192	5596	
Линия электропередачи 2хАС-3х(185/24) на ж/б опорах	км	7,5	3054	22905	0,152	3481	1071119	11015	
Итого				41586		7087	1615311	16612	23699

Таблица 4.8 – Определение технико-экономические параметров для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 110 кВ

Тип	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель горизонтально-поворотный РД31-110, 1000 А	шт	8	180	1440	0,193	278			
Разъединитель горизонтально-поворотный РД32-110 1000 А	шт	4	188	752	0,193	145			
Выключатель с элегазовой изоляцией ВЭБ-110, 1250 А	шт	4	10660	42641	0,193	8230			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/88	шт	12	42	504	0,193	97			
Ограничитель перенапряжений ОПНН-П-110/56	шт	2	38	76	0,193	15			
Заземляющий нож ЗОН-110М	шт	2	75	150	0,193	29			
Трансформатор напряжения с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110У1	шт	6	543	3258	0,193	629			
Трансформатор ТРДН-25000/110У1	шт	2	9849	19697	0,193	3802	535098	5269	
Линия электропередачи 2хАС-3х(70/11) на ж/б опорах	км	7,5	2641	19808	0,152	3011	291453	2870	
Итого				88326		16235	826551	8139	24374

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет 2,8%, что не превышает 15%, поэтому принято решение осуществлять внешнее электроснабжение рассматриваемого предприятия на напряжении 110 кВ, так как данный вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с вариантом на 35 кВ: выше величина номинального напряжения; меньшее расходование проводов ВЛ; возможность перспективного развития электрических сетей предприятия.

Выводы по разделу четыре

Выбрана величина номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого завода равная 110 кВ по результатам сравнения величин приведенных затрат для двух классов напряжений номиналами 35 кВ и 110 кВ. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н с применением коммутационного и контрольно-измерительного оборудования с элегазовой изоляцией, а также предусмотрена возможность учёта электрической энергии на стороне 110 кВ посредством предустановленного трансформатора напряжения ЗНОГ-110 У1.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					41
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Разработка схемы внутризаводского электроснабжения выполняется в полном соответствии с Нормами технологического проектирования НТП ЭПП-94 [24]. Распределительная сеть 10 кВ выполняется по смешанной схеме, с приоритетом к магистральному типу соединения цеховых трансформаторных подстанция, в тех случаях когда они располагаются в попутном направлении с соблюдением требований по допустимому количеству и установленной мощности трансформаторов, подключаемых к одной магистральной линии: до 3-х трансформаторов единичной мощностью 1000 кВ·А или до 2-х трансформаторов 1600 кВ·А [24, п.6.3].

На подстанции предприятия приняты к установке трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10 с расщеплённой обмоткой, что даёт возможность разделить специфическую нагрузку (в числе тиристорных преобразователей частоты) со «спокойной» нагрузкой (цеховые трансформаторные подстанции) по разным секциям сборных шин 10 кВ [24, п.6.3.13.3] с целью повышения качества электрической энергии.

Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ выполняется посредством кабельных линий, преимущественно располагаемых в траншеях. Марка кабеля выбирается с учётом заданных характеристик грунта, таких как: средняя коррозионная активность с наличием растягивающих усилий и напряжений, но отсутствием блуждающих токов. Нивелировать внешнее воздействие негативных факторов грунта позволяют кабели типа АПвЭКП-10 – с алюминиевой жилой (А), фазной изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), медным экраном по изолированной жиле (Э), броней из круглых стальных проволок (К), наружной оболочкой из сшитого полиэтилена [25].

Выбор сечения кабельных линий напряжением 10 кВ выполняется в следующей последовательности: сначала определяется экономически целесообразное сечение КЛ по экономической плотности тока (согласно требований ПУЭ [13]), после чего выбранное сечение проверяется по допустимому току в аварийных режимах работы, по величине допустимой потери напряжения, а также на термическую стойкость после определения величин максимальных токов короткого замыкания.

Величина экономически целесообразного сечения КЛ с учетом принятого значения экономической плотности ($j_3=1,7 \text{ А/мм}^2$ [13, табл.1.3.36]), исходя из специфики производства предприятия (принятого значения $T_m=4355 \text{ ч/год}$) и минимального стандартного сечения ($F_{\text{min.ст}}=50 \text{ мм}^2$) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, определяется по выражению

$$F_{\text{э.кл}} = \frac{I_{\text{р.кл}}}{j_3}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{р.кл}}$ – расчётный ток кабельной линии, А.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					42
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Величина расчетного тока кабельной линии может быть определена по формуле

$$I_{р.кл} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.2)$$

где P_p – расчетная активная мощность цеховой трансформаторной подстанции, кВт;

Q_1 – расчетная реактивная мощность цеховой трансформаторной подстанции, квар;

N_T – количество трансформаторов в цеховой трансформаторной подстанции, шт.

ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, кВт;

n – количество цеховых трансформаторных подстанций, шт;

ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, квар.

Величина номинального тока кабельной линии корректируется в соответствии с поправочными коэффициентами [25]: на число кабелей одновременно располагаемых в траншее ($K_{п.кл}$), на температуру ($K_{т.кл}$)

$$I_{доп.кл.ф} = K_{п.кл} \cdot K_{т.кл} \cdot I_{доп.кл} > \frac{I_{р.кл}}{n_{к.л}}, \quad (5.3)$$

где $n_{к}$ – число цепей КЛ, шт.

Проверка работоспособности КЛ в послеаварийном режиме в случае отключения одной из цепей выполняется по условию

$$I'_{а.кл} \geq \frac{I_{а.кл}}{n_{кл}}. \quad (5.4)$$

Величина расчетного тока, протекающего по кабельной линии в аварийном режиме работы, определяется по формуле

$$I_{а.кл} = 2 \cdot I_{р.кл}. \quad (5.5)$$

Допустимый ток кабельной линии в периоды отключения одной из цепей КЛ определяется с учетом коэффициента перегрузки КЛ ($K_{а.кл}$), значения которого выбираются по каталогу завода-производителя [25]

$$I'_{а.кл} = K_{а.кл} \cdot I_{доп.кл.ф}. \quad (5.6)$$

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						43
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Величина расчетной потери напряжения в КЛ не должно превышать допустимый предел в 5%, устанавливаемый ПУЭ [13]

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{р.кл}} \cdot r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} + Q_{\text{р.кл}} \cdot x_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq 5\% . \quad (5.7)$$

Аналогичные действия по формулам (5.1) – (5.7) выполняются при выборе кабельных линий, представленных в таблице 5.1. Дальнейшая корректировка сечений КЛ на предмет соответствия термически устойчивым сечения ($F_{\text{т.кл}}$) будет выполнена после определения токов КЗ.

Выводы по разделу пять

Схема внутреннего электроснабжения разработана в соответствии с рекомендациями Норм технологического проектирования НТП ЭПП-94 по смешанной схеме посредством кабельных линий марки АПвЭКП-10, прокладываемых в траншеях.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					44
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий для реализации внутривозводской системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода

Кабельные линии	P _{р.кл.} , кВт	Q _{р.кл.} , квар	S _{р.кл.} , кВ·А	I _{р.кл.} , А	F _{э.кл.} , мм ²	F _{терм.кл.} , мм ²	F _{ст.кл.} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп.кл.} , А	K _{п.кл.}	K _{л.кл.}	Γ _{доп.кл.} , А	K _{а.кл.}	Γ _{а.кл.} , А	L _{кл.} , км	Γ _{уд.кл.} , Ом/км	X _{уд.кл.} , Ом/км	Δu _{кл.} , %
										в нормальном режиме	в послеаварийном режиме										
Кабельные линии напряжением 10 000 В																					
ГПП - ТП-1	174	41	179	10	6	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	10	20	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,246	0,206	0,085	0,02
ГПП - ТП-2	467	363	592	34	20	150	150	АПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	34	-	300	0,86	1,01	261	-	-	0,232	0,206	0,085	0,06
ГПП - ТП-3	1267	689	1442	83	49	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	83	167	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,152	0,206	0,085	0,10
ТП-3 - ТП-4	634	345	721	42	24	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	42	83	300	0,93	1,01	282	1,17	330	0,102	0,206	0,085	0,03
ГПП - ТП-5	325	324	459	26	16	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	26	53	300	0,87	1,01	264	1,17	308	0,231	0,206	0,085	0,04
ГПП - ТП-7	1232	704	1419	82	48	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	82	164	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,134	0,206	0,085	0,08
ТП-7 - ТП-6	556	467	726	42	25	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	42	84	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,032	0,206	0,085	0,01
ГПП - ТП-8	1374	1095	1757	101	60	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	101	203	300	0,86	1,01	261	1,17	305	0,038	0,206	0,085	0,03
ГПП - ТП-9	1374	1095	1757	101	60	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	101	203	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,096	0,206	0,085	0,07
ГПП - ТП-10	1123	845	1406	81	48	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	81	162	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,218	0,206	0,085	0,13
ТП-10 - ТП-11	562	423	703	41	24	150	150	2хАПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	41	81	300	0,93	1,01	282	1,17	330	0,066	0,206	0,085	0,02
ГПП - ТП-12	874	302	925	53	31	150	150	АПвЭКП-10 (3х150/70)	в траншее	53	-	300	0,90	1,01	273	-	-	0,136	0,206	0,085	0,06
ГПП - РП1	3132	1472	3461	190	112	185	240	2хАПвЭКП-10 (3х240/120)	в траншее	190	381	392	0,85	1,01	337	1,17	394	0,256	0,125	0,080	0,26
РП1 - ПЧ1	1400	678	1556	90	53	150	150	АПвЭКП-10 (3х150/95)	на лотках	90	-	329	1,00	1,03	339	-	-	0,058	0,206	0,085	0,04
РП1 - ПЧ2	510	209	551	32	19	150	150	АПвЭКП-10 (3х150/95)	на лотках	32	-	329	1,00	1,03	339	-	-	0,046	0,206	0,085	0,01
ГПП - СД1	1000	-882	1333	77	45	70	70	АПвЭКП-10 (3х70/35)	в траншее	77	-	193	0,86	1,01	168	-	-	0,136	0,443	0,098	0,10
ГПП - СД2	2000	-1764	2667	154	91	95	95	АПвЭКП-10 (3х95/35)	в траншее	154	-	233	0,85	1,01	200	-	-	0,112	0,320	0,092	0,11
Кабельные линии напряжением 400 В																					
ТП-3-РПН1	123	196	232	334	-	-	185	2хАПвКШп-1 (4х185)	в траншее	167	334	341	0,87	1,01	300	1,17	351	0,035	0,164	0,069	0,74

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С целью выбора электрооборудования схемы внутриводского электро-снабжения и его последующей проверки и на термическую электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также выполнение выбора уставок релейной защиты и автоматики произведем расчет токов короткого замыкания в максимальных режимах сети методом относительных единиц. К такому режиму относится состояние системы электроснабжения, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен и все потребители запитаны посредством секционного выключателя. Принципиальную электрическую схему (а) и схему замещения (б), в которой все элементы сети будут заменены их эквивалентными сопротивлениями, для определения токов короткого замыкания представим на рисунке 6.1.

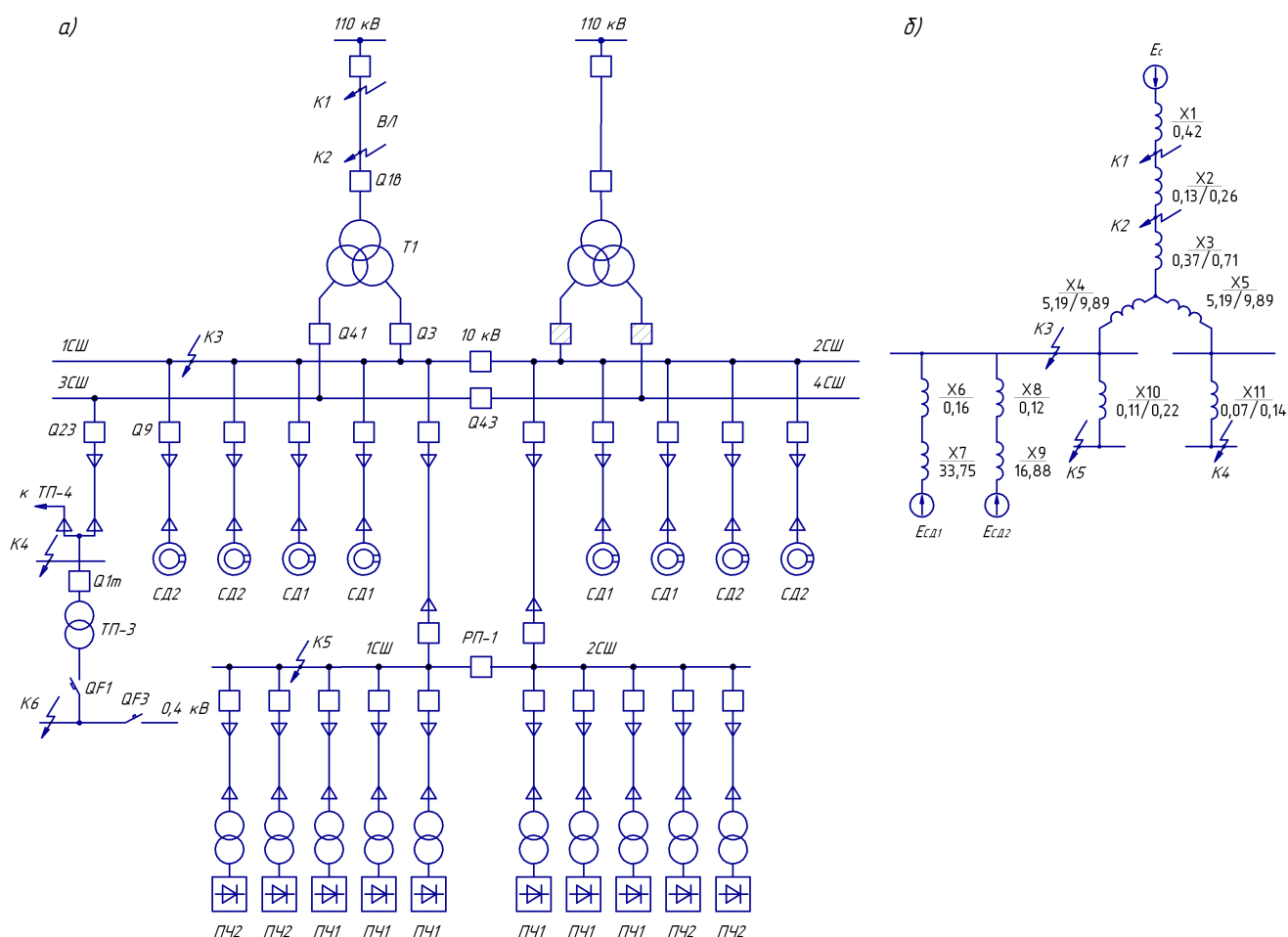


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения предприятия;
- K_3 – на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции;
- K_4 – на сборных шинах 10 кВ ТП-3;
- K_5 – на сборных шинах РП-10 кВ;
- K_6 – на сборных шинах 0,4 кВ ТП-3.

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

46

В таблице 6.1 представим справочные данные о линиях электропередачи и трансформаторах схемы электроснабжения завода.

Таблица 6.1 – Параметры элементов схемы электроснабжения

ЛЭП	Марка ЛЭП	L, км	$x_{уд.}, Ом/км$	$r_{уд.}, Ом/км$	Ссылка
ВЛ	АС-70/11	7,5	0,444	0,428	[26]
ГПП – ТПЗ	АПВЭКП-10 (3x120/70)	0,152	0,094	0,253	[25]
ГПП – РП1	АПВЭКП-10 (3x240/95)	0,256	0,080	0,125	[25]
ГПП – СД1	АПВЭКП-10 (3x70/35)	0,136	0,098	0,443	[25]
ГПП – СД2	АПВЭКП-10 (3x95/35)	0,112	0,092	0,320	[25]
Трансформатор	Тип трансформатора	$S_{т.ном.}, кВ\cdot А$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{кз}, кВт$	
Т1	ТРДН	25000	10,5	120,0	[12]
ТПЗ	ТМГ	1000	5,5	10,8	[8]

Эквивалентные сопротивления, представленные на рисунке 6.1 (б), определяются в относительных единицах, с учётом заданной базисной мощности 1000 МВ·А и базисного напряжения ступени системы электроснабжения, на которой производится определение токов короткого замыкания (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 6.1 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_{эс}}$	$x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{2400 \cdot 10^6} = 0,42 \text{ о.е.}$	
$x_2 = x_{вл} = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_б}{n \cdot U_{ср.1}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 7,5 \cdot 10^9}{2 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,126 \text{ о.е.}$	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 7,5 \cdot 10^9}{1 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,252 \text{ о.е.}$
$x_т = \frac{U_{кз} (1 \pm \Delta U_{рпн}) S_б}{100 \cdot S_{т.ном.}}$	$x_т = \frac{10,5(1-0,16)^2 10^9}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 2,96 \text{ о.е.}$	$x_т = \frac{10,5(1+0,16)^2 10^9}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 5,65 \text{ о.е.}$
$x_3 = 0,125 \cdot x_т$	$x_3 = 0,125 \cdot 2,96 = 0,37 \text{ о.е.}$	$x_3 = 0,125 \cdot 5,65 = 0,71 \text{ о.е.}$
$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_т$	$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 2,96 = 5,19 \text{ о.е.}$	$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 5,65 = 9,89 \text{ о.е.}$
$x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср.2}^2}$	$x_6 = 0,096 \cdot 0,136 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,16 \text{ о.е.}$	
$x_7 = \frac{1}{n_{дв.}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв.}} \cdot \frac{S_б \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв.}}$	$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,75 \cdot 0,90}{1000 \cdot 10^3} = 33,75 \text{ о.е.}$	
$x_8 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср.2}^2}$	$x_8 = 0,092 \cdot 0,112 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,12 \text{ о.е.}$	

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3
$x_9 = \frac{1}{n_{дв.}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв.}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв.}}$	$x_9 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,75 \cdot 0,90}{2000 \cdot 10^3} = 16,88 \text{ о.е.}$	
$x_{10} = \frac{x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n_{кл} \cdot U_{ср,2}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{10} = \frac{0,080 \cdot 0,256 \cdot 10^9}{2(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,11 \text{ о.е.}$	$x_{10} = \frac{0,080 \cdot 0,256 \cdot 10^9}{1(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,22 \text{ о.е.}$
$x_{11} = \frac{x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n_{кл} \cdot U_{ср,2}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{11} = \frac{0,094 \cdot 0,136 \cdot 10^9}{2(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,07 \text{ о.е.}$	$x_{11} = \frac{0,094 \cdot 0,136 \cdot 10^9}{1(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,14 \text{ о.е.}$

В таблице 6.3 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 6.3 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	Максимальный режим		Минимальный режим	
		К1	К2	К1	К2
$x_{\Sigma} = x_c + \sum x_i$	о.е.	0,42	0,54	0,42	0,67
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	12,0	9,3	-	-
$I_k^{(2)} = \frac{S_6}{2 \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	-	-	10,4	6,5
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	29,3	23,6	-	-

Путем комплексного преобразования эквивалентных сопротивлений элементов системы электроснабжения, представленных на рисунке 6.1 (б), изобразим на рисунке 6.2 схему замещения для определения тока КЗ в точке К3.

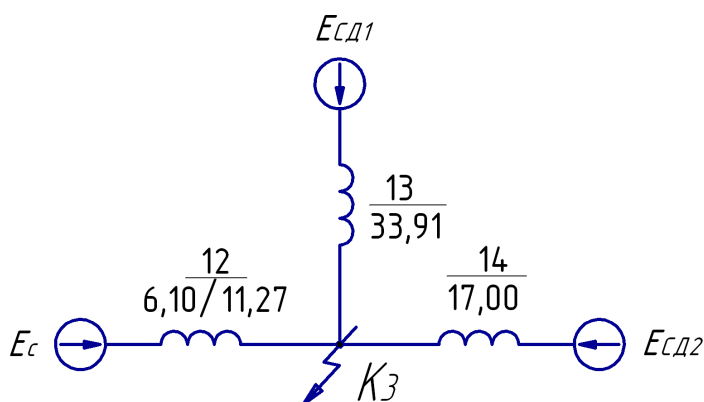


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К3

Наличие в составе электроприёмников синхронных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К₃. В таблице 6.4 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃.

Таблица 6.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
$x_{12} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4$	$x_{12} = 0,29 + 0,105 + 0,23 + 3,24 = 3,86$	$x_{12} = 0,42 + 0,13 + 0,37 + 5,19 = 6,10$
$x_{13} = x_6 + x_7$	$x_{13} = 0,16 + 33,74 = 33,91$ о.е.	
$x_{14} = x_8 + x_9$	$x_{14} = 0,12 + 16,88 = 17,00$ о.е.	
$I_c^{(3)} = \frac{E_c \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{12}}$	$I_c^{(3)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 6,10} = 9,0$ кА	-
$I_c^{(2)} = \frac{E_c \cdot S_6}{2 \cdot U_{cp.2} \cdot x_{12}}$	-	$I_c^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,27} = 4,2$ кА
$I_{cd1} = \frac{E_{cd} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{13}}$	$I_{cd1} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 33,91} = 1,8$ кА	-
$I_{cd2} = \frac{E_{cd} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{14}}$	$I_{cd2} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 33,91} = 3,6$ кА	-
$I_{к.3}^{(3)} = I_c^{(3)} + I_{cd1} + I_{cd2}$	$I_{к.3}^{(3)} = 9,0 + 1,8 + 3,6 = 14,4$ кА	-
$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{к.3}^{(3)}$	$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,4 = 38,6$ кА	-
$I_{к.3}^{(2)} = I_c^{(2)} + I_{cd1} + I_{cd2}$	-	$I_{к.3}^{(2)} = 4,2 + 1,8 + 3,6 = 9,6$ кА

В таблице 6.5 представим расчёт токов короткого замыкания в электрической сети в точке К₄.

Таблица 6.5 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₄

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
$x_{15} = x_{12} + x_{11}$	$x_{15} = 0,07 + 6,10 = 6,17$ о.е.	$x_{15} = 0,14 + 11,27 = 11,41$ о.е.
$I_{к.4}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{15}}$	$I_{к.4}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 6,17} = 8,9$ кА	-
$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,9 = 24,2$ кА	-
$I_{к.4}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot x_{15}}$	-	$I_{к.4}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,41} = 4,2$ кА
$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 8,9 = 162$ МВ·А	$S_{к.4}^{(3)} = 10,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 4,2 = 51$ МВ·А

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₅ приведем схему замещения (рисунок 6.1, б) к виду рисунка 6.3.

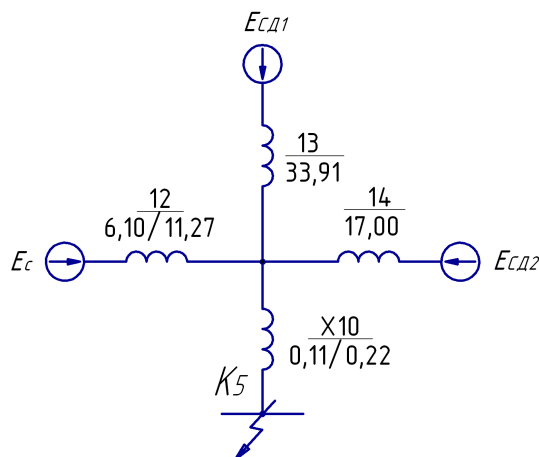


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К5

Наличие в составе электроприёмников высоковольтных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К5. В таблице 6.6 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К5.

Таблица 6.6 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К5

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{14}}}$	$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{6,10} + \frac{1}{33,91} + \frac{1}{17,00}} = 3,96$	$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{11,27} + \frac{1}{33,91} + \frac{1}{17,00}} = 5,65$
$C_{12} = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_{12}}$	$C_{12} = \frac{3,96}{6,10} = 0,65$	$C_{12} = \frac{5,65}{11,27} = 0,50$
$C_{13} = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_{13}}$	$C_{13} = \frac{3,96}{33,91} = 0,12$	$C_{13} = \frac{5,65}{33,91} = 0,17$
$C_{14} = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_{14}}$	$C_{14} = \frac{3,96}{17,00} = 0,23$	$C_{14} = \frac{5,65}{17,00} = 0,33$
$x_{\text{рез1}} = x_{\Sigma 1} + x_{10}$	$x_{\text{рез1}} = 3,96 + 0,11 = 4,07 \text{ о.е.}$	$x_{\text{рез1}} = 5,65 + 0,22 = 5,87 \text{ о.е.}$
$x_{16} = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_{12}}$	$x_{16} = \frac{4,07}{0,65} = 6,27 \text{ о.е.}$	$x_{16} = \frac{5,87}{0,50} = 11,71 \text{ о.е.}$
$x_{17} = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_{13}}$	$x_{17} = \frac{4,07}{0,12} = 34,85 \text{ о.е.}$	$x_{17} = \frac{5,87}{0,17} = 35,26 \text{ о.е.}$
$x_{18} = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_{14}}$	$x_{18} = \frac{4,07}{0,23} = 17,47 \text{ о.е.}$	$x_{18} = \frac{5,87}{0,33} = 17,68 \text{ о.е.}$
$I_c^{(3)} = \frac{E_c \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp.2}} \cdot x_{16}}$	$I_c^{(3)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 6,27} = 8,8 \text{ кА}$	-
$I_c^{(2)} = \frac{E_c \cdot S_6}{2 \cdot U_{\text{cp.2}} \cdot x_{16}}$	-	$I_c^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,71} = 4,1 \text{ кА}$
$I_{\text{сд1}} = \frac{E_{\text{сд1}} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp.2}} \cdot x_{17}}$	$I_{\text{сд1}} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 34,85} = 1,7 \text{ кА}$	$I_{\text{сд1}} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 35,26} = 1,7 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 6.6

1	2	3
$I'_{CD2} = \frac{E_{CD2} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{18}}$	$I'_{CD2} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 17,47} = 3,5 \text{ кА}$	$I'_{CD2} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 17,68} = 3,4 \text{ кА}$
$I_{к.5}^{(3)} = I'_c + I'_{CD1} + I'_{CD2}$	$I_{к.5}^{(3)} = 8,8 + 1,7 + 3,5 = 14,0 \text{ кА}$	-
$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{к.5}^{(3)}$	$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,0 = 37,5 \text{ кА}$	-
$I_{к.5}^{(2)} = I_c^{(2)} + I'_{CD1} + I'_{CD2}$	-	$I_{к.5}^{(2)} = 4,1 + 1,7 + 3,4 = 9,2 \text{ кА}$

Расчёт токов коротких замыканий в электрической сети напряжением до 1 кВ проводится на основе методики, изложенной в ГОСТ 28249-93 [27], и представлен в таблице 6.7. Принципиальную схему и схему замещения, в которой все элементы сети заменены их эквивалентными сопротивлениями, представим на рисунке 6.4.

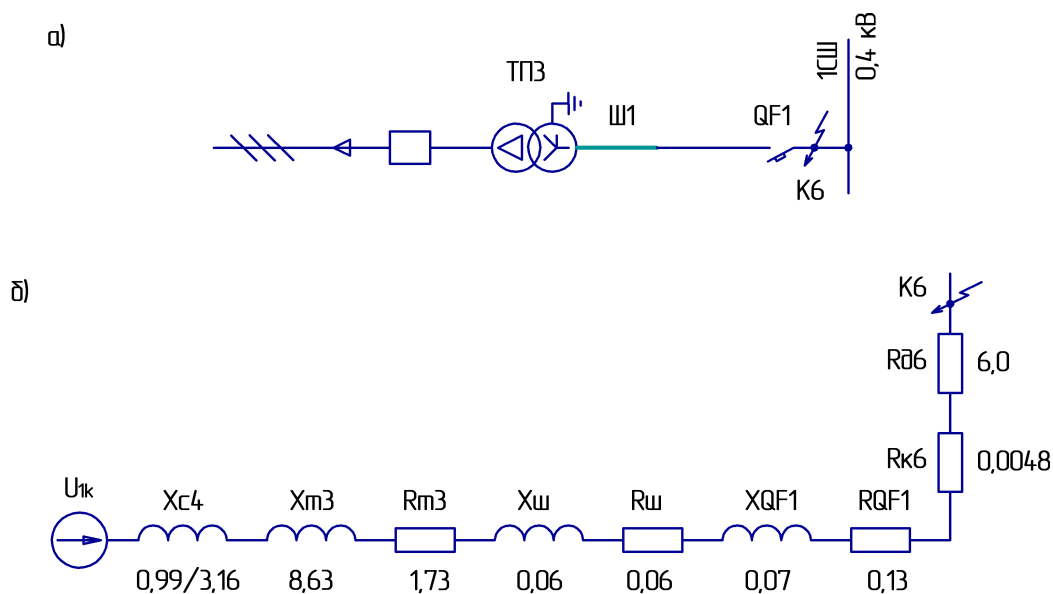


Рисунок 6.4 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ в сети до 1000 В

Таблица 6.7 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 6.3 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$X_{c4} = \frac{U_{cp3}^2}{S_{к.4}}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{162 \cdot 10^6} = 0,99 \text{ МОм}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{51 \cdot 10^6} = 3,16 \text{ МОм}$
$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{S_{т.ном}^2}$	$r_T = \frac{10800 \cdot 400^2}{(1000 \cdot 10^3)^2} = 1,73 \text{ МОм}$	
$Z_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{100 \cdot S_{т.ном}}$	$Z_T = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 8,80 \text{ МОм}$	

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3
$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$	$x_T = \sqrt{8,80^2 - 1,73^2} = 8,63 \text{ мОм}$	
$r_{III} = r_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$r_{III} = 0,020 \cdot 3 = 0,06 \text{ мОм}$	
$x_{III} = x_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$x_{III} = 0,020 \cdot 3 = 0,06 \text{ мОм}$	
$r_{к6} = 2 \cdot r_{к.ш}$	$r_{к5} = 2 \cdot 0,0024 = 0,0048 \text{ мОм}$	
$r_{к7} = 2 \cdot r_{к.ш} + 2 \cdot r_{к.кл2}$	$r_{к6} = 2 \cdot 0,0024 + 2 \cdot 0,0210 = 0,0468 \text{ мОм}$	
$x_{кл2} = \frac{x_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{n_{кл}}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{кл2} = \frac{0,078 \cdot 32}{2} = 1,25 \text{ мОм}$	$x_{кл2} = \frac{0,078 \cdot 32}{1} = 2,50 \text{ мОм}$
$r_{кл2} = \frac{r_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{n_{кл}}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$r_{кл2} = \frac{0,164 \cdot 32}{2} = 2,62 \text{ мОм}$	$r_{кл2} = \frac{0,164 \cdot 32}{1} = 5,24 \text{ мОм}$
Точка К6	-	-
$x_{\Sigma 6} = x_{c4} + x_{T3} + x_{III} + x_{QF1}$	$x_{\Sigma 6} = 0,99 + 8,63 + 0,06 + 0,07 = 9,75 \text{ мОм}$	$x_{\Sigma 6} = 0,99 + 8,63 + 0,06 + 0,07 = 11,92 \text{ мОм}$
$r_{\Sigma 6} = r_{T3} + r_{III} + r_{QF1} + r_{к6} + r_{д6}$	$r_{\Sigma 6} = 1,73 + 0,06 + 0,13 + 0,0048 + 6,0 = 7,92 \text{ мОм}$	
$z_{\Sigma 6} = \sqrt{x_{\Sigma 6}^2 + r_{\Sigma 6}^2}$	$z_{\Sigma 6} = \sqrt{9,75^2 + 7,92^2} = 12,56 \text{ мОм}$	$z_{\Sigma 5} = \sqrt{11,92^2 + 7,92^2} = 14,31 \text{ мОм}$
$I_{к.6}^{(3)} = \frac{U_{ср.3}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 6}}$	$I_{к.6}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 12,56 \cdot 10^{-3}} = 18,4 \text{ кА}$	-
$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.6}^{(3)}$	$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 18,4 = 28,6 \text{ кА}$	-
$I_{к.6}^{(2)} = \frac{U_{ср.3}}{2 \cdot z_{\Sigma 6}}$	-	$I_{к.6}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 14,31 \cdot 10^{-3}} = 14,0 \text{ кА}$

Результаты расчетов токов КЗ в электрической сети в точках К1 – К6 представим в таблице 6.8

Таблица 6.8 – Сводные данные расчётов токов КЗ в точках К1 – К6

Параметр	К1	К2	К3	К4	К5	К6
$I_k^{(3)}$, кА	12,0	9,3	14,4	8,9	14,0	18,4
$I_k^{(2)}$, кА	10,4	6,5	9,6	4,2	9,2	14,0
$i_{уд}$, кА	29,3	23,6	38,6	24,2	37,5	28,6

Выводы по разделу шесть

Произведён расчет токов короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ понижающей подстанции предприятия, а также в сети 0,4 кВ ТП-3.

Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					52
Изм	Лист	№ докум.	Подп.		Дата

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном разделе докажем обоснованность расширения границ диапазона 15000 кВ·А·м (формула (2.11)) в принятии решений относительно установки низковольтных распределительных пунктов в цехах с малой расчетной нагрузкой на примере установки РПН-1 (цех №7 – литейный цех), получающий питание от ТП-3 (цех №3 – цех непрерывной печной сварки труб). Ранее расчетная величина, определяемая по формуле (2.11), составила 16205 кВ·А·м, что превышает экономически обоснованную величину 15000 кВ·А·м. С целью технико-экономического обоснования вышеизложенного рассмотрим 2 варианта установки устройств распределения электрической энергии в литейном цехе:

I вариант – установка РПН-1 с питанием от ТП-3 (рисунок 7.1);

II вариант – установка ТП-13 и установка ТП-3 (рисунок 7.2).

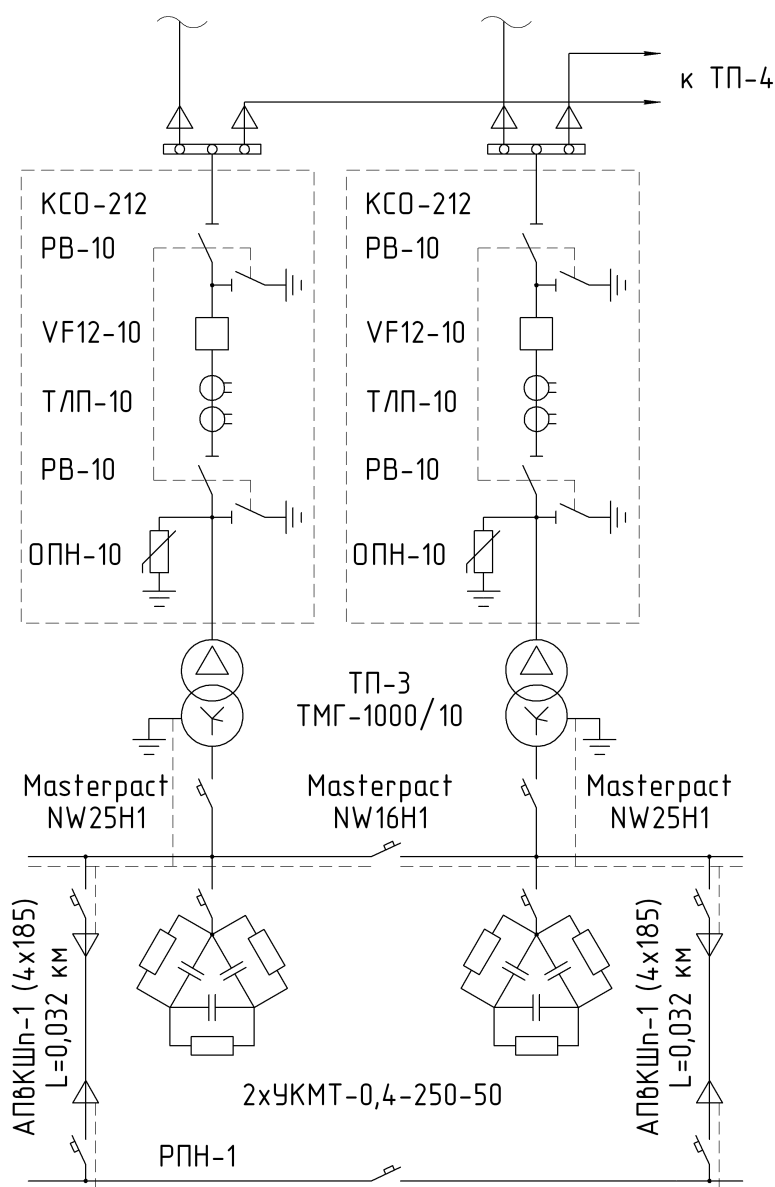


Рисунок 7.1 – Схемы электроснабжения с установкой РПН-1 (вариант I)

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

53

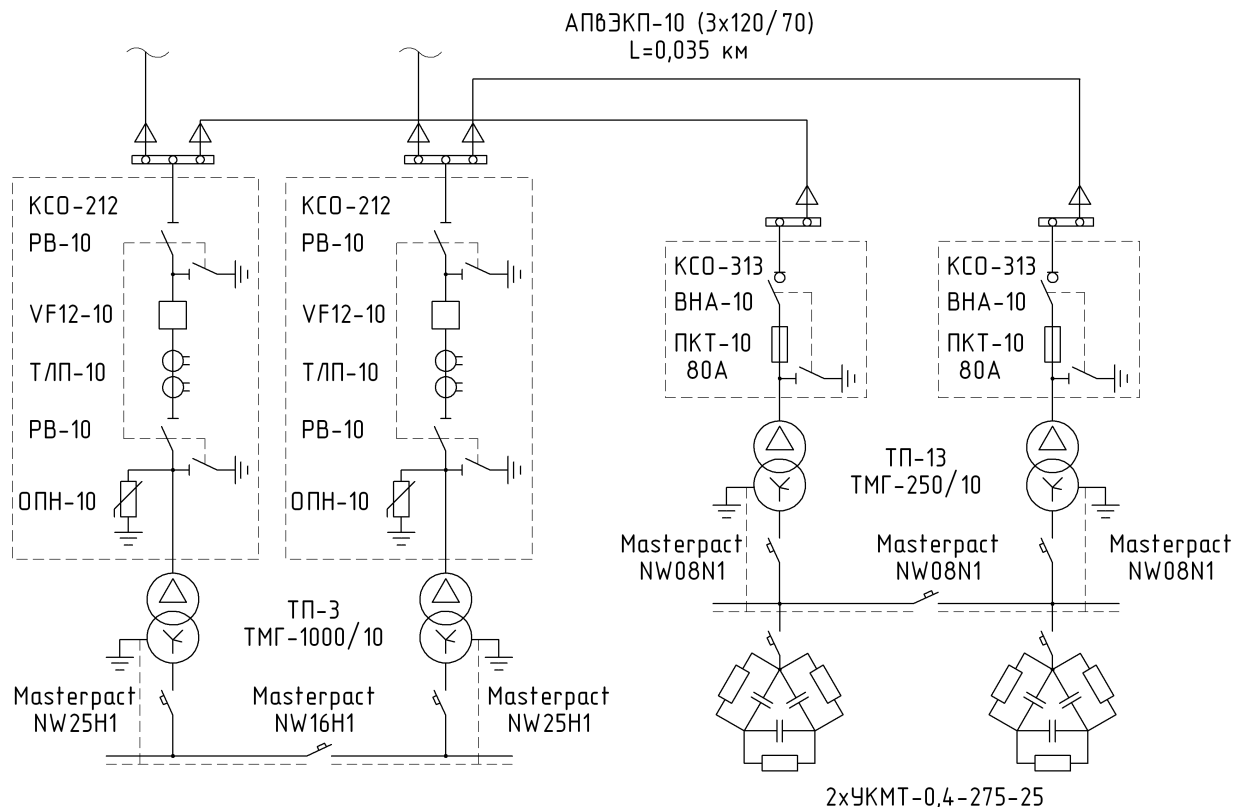


Рисунок 7.2 – Схемы электроснабжения с установкой ТП-13 (вариант II)

7.1 Определение количества и мощности трансформаторов

Определение количества и мощности трансформаторов, применяемых в сравниваемых вариантах схем электроснабжения (рисунок 7.1) выполняется по ранее изложенной методике расчета, подробно рассмотренной в пункте 2 пояснительной записки. Расчетная нагрузка ТП-3 будет определяться из условия равномерного распределения нагрузки в цехе 3 между ТП-3 и ТП-4.

Собственно выбор трансформаторов для ТП-3 и КТП-13 представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор трансформаторов для ТП-3 и ТП13

Производственный цех	Кат. над.	$P_{расч.}$, кВт	$Q_{расч.}$, кВт	$S_{расч.}$, кВА	Площадь цеха, м ²	σ , кВ·А/м ²	$S_{эт.}$, кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант I	-	-	-	-	-	-	-
Цех №3	II	1130	789	1378	11180	0,16	1000
Цех №7	II	247	392	463	2200	0,21	1000
Итого по ТП-3	-	1377	1181	1814	22360	-	-
Вариант II	-	-	-	-	-	-	-
Цех №3	II	1130	789	1378	11180	0,16	1000
Итого по ТП-3	-	1130	789	1378	11180	0,16	1000
Цех №7	II	247	392	463	2200	0,21	1000
Итого по ТП-13	-	247	392	463	2200	0,21	1000

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

54

Продолжение таблицы 7.1

Производственный цех	ТП	$S_{н.т.мин}$, кВ·А	$S_{т.н.прин}$, кВ·А	$N_{тр}$ в ТП	$N_{ТП}$	$k_{з.доп}$	Q_{ip} , вар	Q_1 , вар	$Q_{ку}$, вар	$K_{з.н}$	$K_{з.а}$
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Вариант I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП-3	ТП-3	984	1000	2	1	0,70	253	253	928	0,70	1,40
Вариант II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП-3	ТП-3	807	1000	2	1	0,70	826	789	0	0,69	1,38
Итого по ТП-13	ТП-13	176	250	2	1	0,70	248	248	144	0,70	1,40

7.2 Расчёт потерь электрической энергии в элементах СЭС

Величина потерь ΔP_T и ΔQ_T в трансформаторах цеховых ТП определяется по выражениям

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x.x} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.}), \quad (7.1)$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \left(\frac{I_{x.x.}}{100\%} \cdot S_{н.т.} + k_{з.н.}^2 \cdot \frac{U_{к.з.}}{100\%} \cdot S_{н.т.} \right), \quad (7.2)$$

где N_T – количество трансформаторов, установленных в цеховой ТП, шт;

$\Delta P_{x.x.}$ – величина потерь холостого хода трансформатора цеховой ТП, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$ – величина потерь короткого замыкания трансформатора цеховой ТП, Вт.

$I_{x.x.}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{к.з.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Величина потерь электрической энергии в трансформаторах цеховой ТП

$$\Delta A_T = N_T \cdot (\Delta P_{x.x.} \cdot T_T + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot \tau). \quad (7.3)$$

Зная величину (T_M) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [4] в зависимости от отрасли промышленности, возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

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

Выполненные расчёты по выражениям (7.1) – (7.3) с целью определения потерь электрической энергии в трансформаторах, устанавливаемых в цеховых ТП, в зависимости от рассматриваемого варианта схемы электроснабжения представлены в таблице 7.2.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						55
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 7.2 – Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах цеховых ТП

Цеховая ТП	$S_{т.ном.},$ кВ·А	$K_{з.н}$	$\Delta P_{х.х.},$ кВт	$\Delta P_{к.з.},$ кВт	$i_{х.х.},$ %	$U_{к.з.},$ %	$\Delta A_{т},$ кВт·ч/год
Вариант I (рисунок 7.1)							
ТП-3	1000	0,7	1,40	10,80	0,6	5,5	53549
Вариант II (рисунок 7.2)							
ТП-3	1000	0,7	1,40	10,80	0,6	5,5	52665
ТП-13	250	0,7	0,47	4,20	1,2	4,5	19520

Перейдём к определению потерь электрической энергии в кабельных линиях.

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [28]. Согласно данному стандарту [28, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$B_k \leq I_{тер.доп.1}^2 \quad (7.4)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания может быть найдена по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (7.5)$$

где T_a – время протекания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с [5].

$t_{р.з.} = 0,6$ – время действия МТЗ кабельной линии, с;

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя VF12-10, с [29].

Величина годовых активных потерь электрической энергии в кабельных линиях определяется выражением

$$\Delta A_{кл} = n_{кл} \cdot (3 \cdot I_{р.кл.}^2 \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \tau). \quad (7.6)$$

Выполненные расчёты по выражениям (7.4) – (7.6) с целью определения потерь электрической энергии в кабельных линиях, в зависимости варианта рассматриваемой схемы электроснабжения, представлены в таблице 7.3.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						56
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 7.3 – Определение потерь электрической энергии в КЛ

Конечные пункты кабельных линий	$I_{р.л.},$ А	$F_3,$ мм ²	$F_{т.с.},$ мм ²	$F_{ст.},$ мм ²	Тип кабеля	$I_{доп.},$ А	$r_0,$ Ом/км	L, км	$\Delta A_{л.},$ кВт·ч/ год
Вариант I (рисунок 7.1)									
ТПЗ-РПН1	167	-	-	185	2хАПвКШп-1 (4х185)	341	0,164	0,035	2642
Вариант II (рисунок 7.2)									
ТПЗ-ТП13	11	6	120	120	АПвЭКП-10(3х150/70)	300	0,206	0,035	13

7.3 Выбор комплектного электрооборудования

На вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО-313-05-400У3, укомплектованные автогазовыми выключателями нагрузки ВНА-10 с предохранителями ПКТ-10 [30], а остальные КТП укомплектованы ячейками КСО-212-08-630У3 с вакуумными выключателями VF12-10, измерительными трансформаторами тока ТЛП-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10. Критерии, по которым производится выбор комплектных шкафов, с учётом расчётных данных, продемонстрированы в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ КТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{раб.макс.},$ А	$I_k^{(3)},$ кА	$i_{уд.},$ кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
Вариант I (рисунок 7.1)					
КТПЗ	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630У3	ЧЗЭО [30]
Вариант II (рисунок 7.2)					
КТПЗ	50,9	14,4	38,6	КСО-212-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП13	20,2	14,4	38,6	КСО-313-05-400У3	ЧЗЭО [30]

Продолжение таблицы 7.4

№ КТП	Каталожные данные							
	Коммутационный аппарат				Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{ном.},$ А	$I_{отк.ном.},$ кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{ТТ}$	Класс точности
1	7	8	9	10	11	12	13	14
Вариант I (рисунок 7.1, а)								
КТПЗ	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	50/5	0,5/10Р
Вариант II (рисунок 7.1, б)								
КТПЗ	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	75/5	0,5/10Р
КТП13	ВНА-10	ЧЗЭО [30]	400	-	-	-	-	-
	ПКТ-10		40	-	-	-	-	-

Таблица 7.5 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ КТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	S _{т.н.} , кВ·А		I _{раб.макс.} , А	I _{к⁽³⁾} , кА	i _{уд.} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант I (рисунок 7.1)							
КТПЗ	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
Вариант II (рисунок 7.2)							
КТПЗ	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП13	ТМГ	КТЗ [8]	250	Вводная	504	8,1	18,3
				Секционная	252	8,1	18,3

Продолжение таблицы 7.5

№ КТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготовитель	I _{в.ном.} , А	I _{отк.ном.} , кА	I _{вкл.макс.} , кА	Тип ТТ	Изготовитель	K _{тт}	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Вариант I (рисунок 7.1)									
КТП 3	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
Вариант II (рисунок 7.2)									
КТП 3	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 13	Masterpact NW08N1	SE [32]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	600/5	0,5
	Masterpact NW08N1	SE [32]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	300/5	0,5

Примечание: КТЗ – Кентаусский трансформаторный завод, ЧЗЭО – Челябинский завод электрооборудования, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, SE – Schneider Electric.

Распределительное устройство РПН-1, выполняется комплектными панелями марки ЩО70-1-24УЗ [34].

7.4 Выбор оптимальной схемы электроснабжения

Методика выбора оптимального варианта схемы электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						58
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях электропередачи, определенных ранее в п.7.2.

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов. Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [3]:

$$Z_{г.пр.} = \sum_i^n E_{н.и} \cdot k_i + C_3, \quad (7.7)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб;

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a.i} + E_{o.i}, \quad (7.8)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{a.i}, E_{o.i}$ – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C_3 = (\Delta A_{т} + \Delta A_{л}) \cdot C'_0. \quad (7.9)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_{Г} \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (7.10)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [21];

$\alpha_{Г}$ – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [21];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_3 во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_{Г} = 12 \cdot (\alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}), \quad (7.11)$$

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					59
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}}, \quad (7.12)$$

где $\alpha_{\text{ГЕН}}, \beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}, \beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям.

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (7.10) – (7.12) представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6

К _М	δ	$\alpha_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт	$\alpha_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт	$\beta_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{\text{Г}},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
1	1,03	1030,84	798,29	0,13288	1,42315	21931,68	1,79648	10,28

Выполненные расчёты по выражениям (7.7) – (7.9) с целью определения приведенных годовых затрат для рассматриваемых схем электроснабжения, в зависимости от варианта, представлены в таблицах 7.7, 7.8. Стоимостные показатели электрооборудования определены по укрупнённым нормативным ценам из источника [35].

Таблица 7.7 – Определение годовых приведенных затрат для I варианта

Тип	Единицы изм.	Количество	Стом. ед. тыс.руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_i,$ 1/год	$k_i \cdot E_{ni},$ тыс.руб/ год	Потери ΔA кВт·ч/год	$C_3,$ тыс.руб/ год	$Z_{\text{г.пр.}},$ тыс.руб/ год
Ячейка КСО-212-08-630	шт	1,000	928,0	928,0	0,193	179	-	-	-
Комплектная двух- трансформаторная подстанция КТП-1000/10/0,4	шт	1,000	2297,0	2297,0	0,193	443	53549	527,3	-
Панель распределительная ЩО70-1-24У3	шт	1,000	209,0	209,0	0,193	40	-	-	-
Прокладка кабельной линии в траншее ТПЗ-РПН1 АПвКШп-1 (4x185) в траншее	км	0,035	1832,0	64,1	0,152	10	2642	26,0	-
Конденсаторная установка УКМТ-0,4-500-50У3	шт	2,000	176,0	352,0	0,193	68	-	-	-
Всего по варианту I	-	-	-	3850,1	-	740	56191	553,3	1293,8

Таблица 7.8 – Определение годовых приведенных затрат для II варианта

Наименование	Единицы изм.	Количество	Стом. ед. тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_{ni}$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВт·ч/год	C_3 , тыс.руб/год	$Z_{г.пр.}$, тыс.руб/год
Ячейка КСО-212-08-630	шт	1,000	928,0	928,0	0,193	179	-	-	-
Ячейка КСО-313-05-400	шт	2,000	523,0	1046,0	0,193	202	-	-	-
Комплектная двух-трансформаторная подстанция КТП-1000/10/0,4	шт	1,000	2297,0	2297,0	0,193	443	52665	518,6	-
Комплектная двух-трансформаторная подстанция КТП-250/10/0,4	шт	1,000	800,0	800,0	0,193	154	19520	192,2	-
Прокладка кабельной линии в траншее ТПЗ-ТП13 АПвЭКП-10 (3x150/70) в траншее	км	0,035	4428,0	310,0	0,152	47	13	0,1	-
Конденсаторная установка УКМТ-0,4-75-25У3	шт	2,000	40,2	80,4	0,193	16	-	-	-
Всего по варианту II	-	-	-	5461,4	-	1041	72198	710,9	1752,3

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет 26,2%, поэтому принято решение осуществлять питание литейного цеха (№7) от рядом расположенной ТПЗ по кабельной линии 0,4 кВ.

Выводы по разделу семь

В данном разделе доказана возможность расширения диапазона 15000 кВ·А·м (формула (2.11)) в принятии решений относительно установки низковольтных распределительных пунктов в цехах с малой расчетной нагрузкой на примере установки РПН-1 (литейный цех), получающего питание от ТП-3 (цех непрерывной печной сварки труб).

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.				61		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа (ЗРУ) и оснащается комплектными ячейками марки К-129 «Оптима» производства компании «Мосэлектроцит» [36]. По своему назначению ячейки К-129 «Оптима» подразделяются на:

- вводные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- секционные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- ячейки отходящих линий, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10, измерительными трансформаторами тока ТЛП-10 и ограничителями перенапряжений ОПН-10/12;
- измерительные ячейки, укомплектованные антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАЛИ-10;
- ячейки трансформаторов собственных нужд, укомплектованные трансформаторами марки ТСКС.

Расчётные величины и технические характеристики принимаемого к установке коммутационного и измерительного электрооборудования для комплектации ячеек серии D-12P представлено в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор оборудования РУНН подстанции

Назначение ячейки	Параметры сети			Серия КРУ		Вакуумный выключатель		ТТ	
	$I_{\text{раб. макс.}}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд.}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводная	1010,4	14,4	38,6	К-129	Мосэлектроцит [36]	VF12-10 $I_n = 1,6$ кА $I_o = 20$ кА	ЭТ [29]	ТЛП-10 1,25 кА	КЭАЗ [31]
Секционная	707,3					VF12-10 $I_n = 1,0$ кА $I_o = 20$ кА		ТЛП-10 0,8 кА	
Отходящие линии:						VF12-10 $I_n = 0,63$ кА $I_o = 20$ кА		ТЛП-10 20 А	
ГПП-ТП1	20					ТЛП-10 40 А			
ГПП-ТП2	34					ТЛП-10 200 А			
ГПП-ТП3	167								

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГПП-ТП5	53	14,4	38,6	К-129	Мосэлек- троцит [36]	VF12-10 $I_n = 0,63 \text{ кА}$ $I_o = 20 \text{ кА}$	ЭТ [29]	ТЛП-10, 75 А	КЭАЗ [31]
ГПП-ТП7	164							ТЛП-10, 200 А	
ГПП – ТП8	203							ТЛП-10, 300 А	
ГПП – ТП9	203							ТЛП-10, 300 А	
ГПП – ТП10	162							ТЛП-10, 200 А	
ГПП – РП1	381							ТЛП-10, 400 А	
ГПП - СД1	77							ТЛП-10, 100 А	
ГПП - СД2	154							ТЛП-10, 200 А	

Окончание таблицы 8.1

Назначение ячейки	ТТП		ОПН		ТН		ТСН	
	Тип	Изго- тови- тель	Тип	Изго- тови- тель	Тип	Изгото- витель	Тип	Изгото- витель
1	11	12	13	14	15	16	17	18
Вводная	-	-	-	-	НАЛИ-10 ПКН-001	СЭЩ [38]	ТСКС-40 ПКТ-10 6 А	Мосэ- лекро- цит [36]
Секционная	-	-	-	-				
Отходящие линии	ТЗЛМ	СЗТТ [37]	ОПН-10/12	ЗЭУ [17]				

Примечание: ЭТ – Производственное объединение «Элтехника», КЭАЗ – Курский электроаппаратный завод, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, СЭЩ – Электроцит-Самара.

На рисунке 8.1 представим схемы подключения измерительных устройств в цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

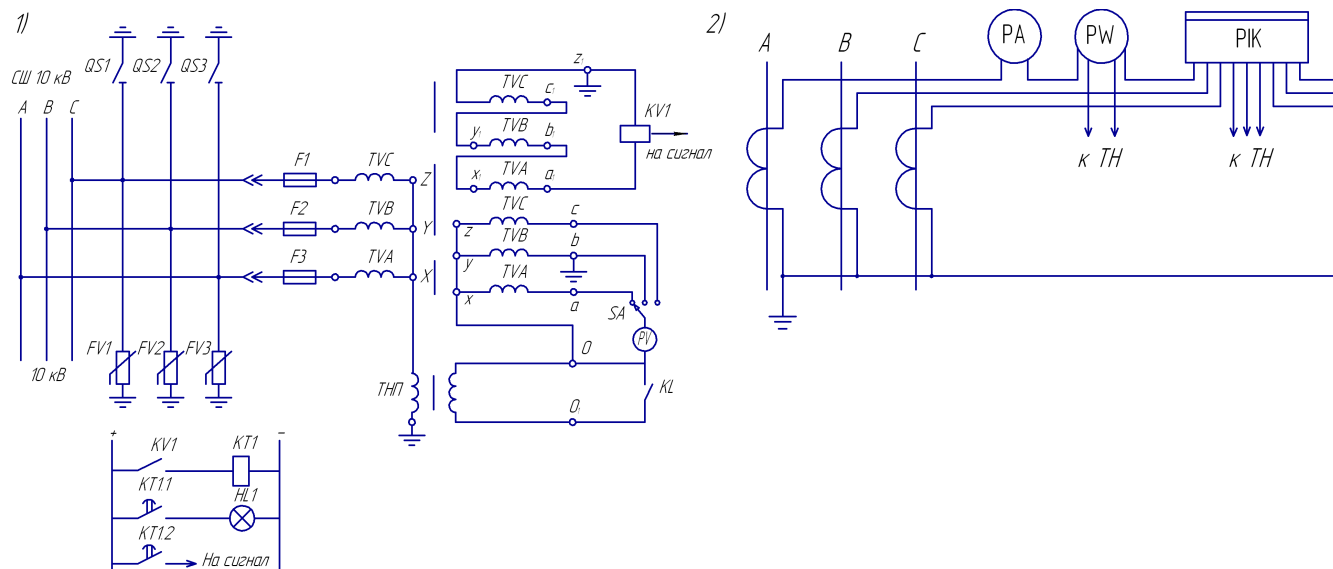


Рисунок 8.1 – Схемы подключения измерительных приборов в цепях трансформатора напряжения (1) и трансформатора тока (2)

8.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г.Ульяновск [39]. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ единичной мощностью 250, 630, 1000 и 2500 кВ·А.

На вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью более 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО-212-08-630УЗ с вакуумными выключателями VF12-10 [30]. Этот выбор обусловлен необходимостью обеспечения селективности с защитами смежных участков. Тип вакуумного выключателя VF12-10 выбран с целью однотипности в сравнении с ячейками К-129. В таблицах 8.2 и 8.3 произведём выбор основного оборудования КТП.

Таблица 8.2 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ ТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
КТП3	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]
КТП4	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]
КТП6	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]
КТП7	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]
КТП10	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]
КТП11	80,8	14,4	38,6	КСО-212-08-630УЗ	ЧЗЭО [30]

Продолжение таблицы 8.2

№ КТП	Каталожные данные							
	Коммутационный аппарат				Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{отк.ном}}$, кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{тт}}$	Класс точности
1	7	8	9	10	11	12	13	14
КТП3	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р
КТП4	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р
КТП6	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р
КТП7	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р
КТП10	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р
КТП11	VF12-10	ЭТ [29]	630	20	ТЛП-10	КЭАЗ [31]	100/5	0,5/10Р

Примечание: ЭТ – Производственное объединение «Элтехника», КЭАЗ – Курский электроаппаратный завод, ЧЗЭО – Челябинский завод электрооборудования.

В таблице 8.3 представим выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						64
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 8.3 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ КТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	S _{т.н.} , кВ·А		I _{раб.макс.} , А	I _{к⁽³⁾} , кА	i _{уд.} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП1	ТМГ	КТЗ [8]	250	Вводная	504	8,1	18,3
				Секционная	252	8,1	18,3
КТП2	ТМГ	КТЗ [8]	630	Вводная	1272	16,5	37,3
КТП3	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП4	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП5	ТМГ	КТЗ [8]	630	Вводная	1272	16,5	37,3
				Секционная	890	16,5	37,3
КТП6	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП7	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП8	ТМГ	КТЗ [8]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
КТП9	ТМГ	КТЗ [8]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
КТП10	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП11	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
КТП12	ТМГ	КТЗ [8]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4

Продолжение таблицы 8.3

№ ТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготовитель	I _{в.ном.} , А	I _{отк.ном.} , кА	I _{вкл.макс.} , кА	Тип ТТ	Изготовитель	K _{тт}	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 1	Masterpact NW08N1	SE [32]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	600/5	0,5
	Masterpact NW08N1	SE [32]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	300/5	0,5
КТП 2	Masterpact NW16N1	SE [32]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 3	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 4	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5

Окончание таблицы 8.3

1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 4	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 5	Masterpact NW16N1	SE [32]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
	Masterpact NW10N1	SE [32]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1000/5	0,5
КТП 6	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 7	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 8	Masterpact NW63H3	SE [32]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [32]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	4000/5	0,5
КТП 9	Masterpact NW63H3	SE [32]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [32]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	4000/5	0,5
КТП 10	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 11	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [32]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	1500/5	0,5
КТП 12	Masterpact NW25H1	SE [32]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [33]	2500/5	0,5

Примечание: КТЗ – Кентаусский трансформаторный завод, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, SE – Schneider Electric.

8.3 Выбор комплектных токопроводов

Для соединения ввода 10 кВ силового трансформатора главной понизительной подстанции предприятия, располагаемого на открытом распределительном устройстве, со сборными шинами 10 кВ закрытого распределительного устройства применяется комплектное решение в виде токопровода.

В таблице 8.4 представим сравнение технических параметров выбранного токопровода с расчётными значениями.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						66
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 8.4 – Выбор комплектного токопровода

Параметры сети			Токопровод				
$I_{\text{раб. макс.}}$, А	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип	Изготовитель	Каталожные данные		
					$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$i_{\text{д}}$, кА
1010,4	14,4	38,6	ТЗК-10	МЭЩ [40]	1600	31,5	81

Примечание: МЭЩ – Мосэлектрощит.

8.4 Выбор кабелей по термической стойкости

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [41]. Согласно данному стандарту [41, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 8.2 изображим карту селективности.

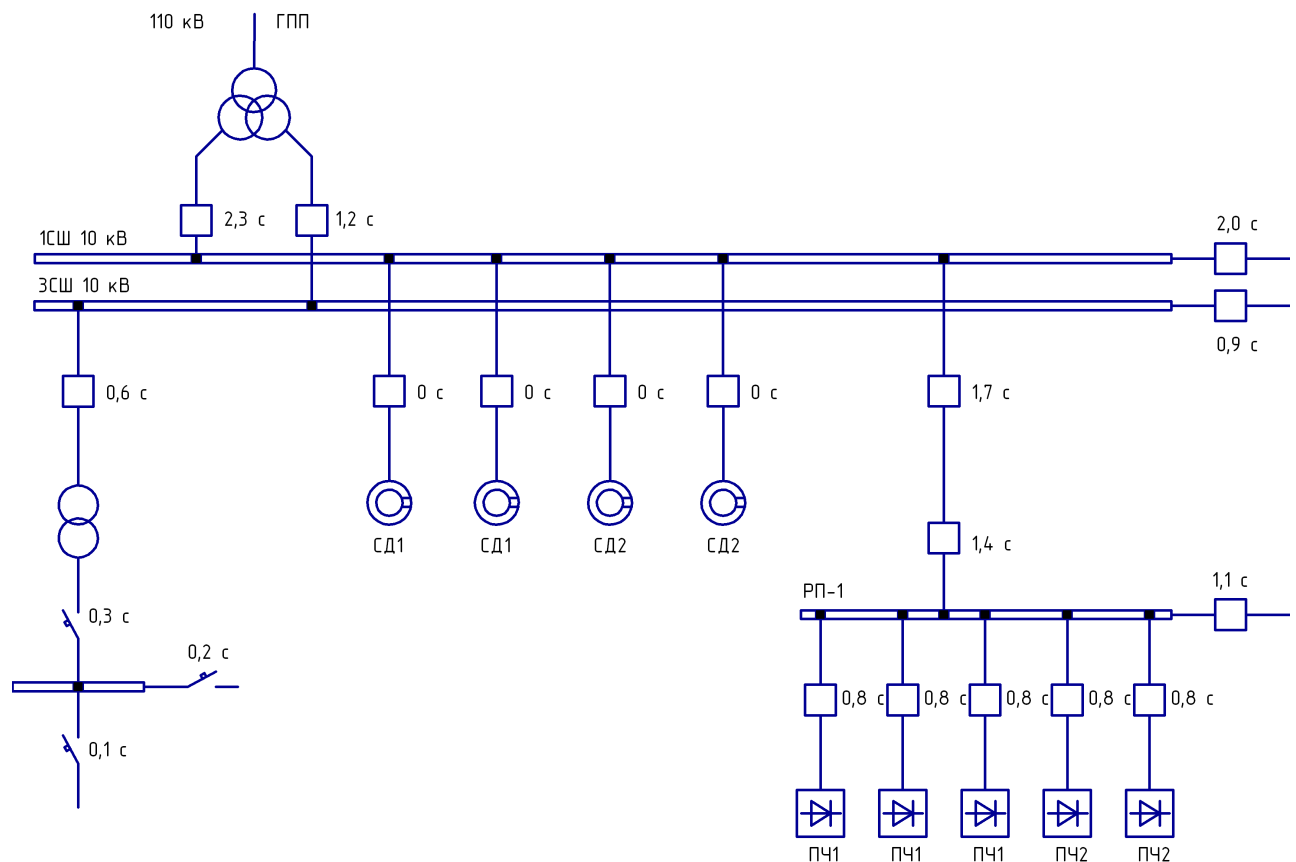


Рисунок 8.2 – Карта селективности

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп.1}}^2 \quad (8.1)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания находится по выражению

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

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

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

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

В таблице 8.5 представим выполненные расчёты по выражениям (8.1) – (8.2) с целью определения термически стойких сечений кабельных линий 10 кВ.

Таблица 8.5 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ по термической стойкости

КЛ	I_k , кА	$t_{\text{р.з.}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	T_a , с	W_k , кА ² ·с	$I_{\text{тер.доп.1}}$, кА	$F_{\text{т.ж.}}$, мм ²	$I_{\text{тер.доп.э}}$, кА	$F_{\text{т.э.}}$, мм ²
ГПП – ТП	14,4	0,6	0,06	0,12	160,8	201,6	150	179,6	70
ГПП – РП1	14,4	1,7	0,06	0,12	387,5	515,3	240	524,4	120
РП1 – ПЧ	14,4	0,8	0,06	0,12	201,3	201,6	150	327,6	95
ГПП – СД	14,4	0,0	0,06	0,12	37,1	43,6	70	44,9	35

В таблице 8.6 выполним сравнение термически стойких сечений кабельных линий (таблица 8.5) с ранее принятыми (таблица 5.1).

Таблица 8.6 – Выбор кабельных линий

Кабельная линия	Ранее принятая площадь сечения КЛ, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения КЛ, мм ²	Марка и площадь сечения принятого к установке КЛ
ГПП - ТП-1	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-2	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-3	70	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ТП-3 - ТП-4	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-5	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-7	70	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ТП-7 - ТП-6	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-8	95	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-9	95	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-10	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ТП-10 - ТП-11	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП-12	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/70)
ГПП - РП1	240	240	АПвЭКП-10 (3x240/120)

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4
РП1 - ПЧ1	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/95)
РП1 - ПЧ2	50	150	АПвЭКП-10 (3x150/95)
ГПП - СД1	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - СД2	95	70	АПвЭКП-10 (3x95/35)

8.5 Выбор электрооборудования распределительного пункта

Сооружение высоковольтного распределительного пункта (РП) целесообразно при числе отходящих от него линий не менее восьми [24, п.6.3.6], поэтому в термическом цехе устанавливаем РП-1, к которому подключаем преобразовательные установки в количестве 10 шт.

В таблице 8.7 выполним выбор основного электрооборудования РП.

Таблица 8.7 – Выбор оборудования РУНН подстанции

Назначение ячейки	Параметры сети			Серия КРУ		Вакуумный выключатель		ТТ	
	$I_{\text{раб. макс}}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводная	381	14,0	37,5	КСО 212	ЧЗЭО [30]	VF12-10 $I_n = 0,63$ кА $I_o = 20$ кА	ЭТ [29]	ТЛП-10 400 А	КЭАЗ [31]
Секционная	267							ТЛП-10 300 А	
Отходящие линии:								ТЛП-10 100 А	
РП1-ПЧ1	90							ТЛП-10 40 А	
РП1-ПЧ2	32								

Окончание таблицы 8.7

Назначение ячейки	ТТНП		ОПН		ТН	
	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	11	12	13	14	15	16
Вводная	-	-	-	-	НАЛИ-10 ПКН-001	СЭЩ [38]
Секционная	-	-	-	-		
Отходящие линии	ТЗЛМ	СЗТТ [37]	ОПН-10/12	ЗЭУ [17]		

Примечание: ЧЗЭО – Челябинский завод электрооборудования, ЭТ – Производственное объединение «Элтехника», КЭАЗ – Курский электроаппаратный завод, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, СЭЩ – Электрощит-Самара.

8.6 Выбор устройства плавного пуска двигателей

Ввиду большого количества синхронных двигателей на предприятии принято решение рассмотреть установку устройств для их плавного пуска серии УБПВД-ВЦ. Применение данного устройства позволяет: снизить в несколько раз пусковой ток высоковольтного двигателя, повысить надежность двигателя ввиду ограничения ударных пусковых нагрузок, а также появляется возможность подключения высоковольтных двигателей к сетям общего назначения [42].

Устройство плавного пуска базируется на формировании заданного темпа нарастания напряжения на высоковольтном двигателе от минимальных значений до паспортных значений. В таблице 8.8 представим сравнение технических параметров выбранного устройства УБПВД-ВЦ с расчётными значениями.

Таблица 8.8 – Выбор устройства плавного пуска

Критерии выбора [1]	Расчетные величины	Данные из каталога УБПВД-ВЦ-10-125 УХЛ4 [36]
$U_{\text{убпвд.н}} = U_{\text{дв.н.}}$	$U_{\text{убпвд.н}} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{\text{дв.н.}} = 10,0 \text{ кВ}$
$P_{\text{убпвд.н}} \geq P_{\text{дв.н.}}$	$P_{\text{убпвд.н}} = 1600 \text{ кВт}$	$P_{\text{дв.н.}} = 630 \text{ кВт}$
$I_{\text{убпвд.н}} \geq I_{\text{дв.н.}}$	$I_{\text{убпвд.н}} = 125 \text{ А}$	$I_{\text{дв.н.}} = 53,9 \text{ А}$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе рассмотрено определение номинальных параметров коммутационных и контрольно-измерительных аппаратов, устанавливаемых в схеме внутризаводского электроснабжения.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					70
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основной целью данного раздела является определение места установки и номинальной мощности компенсирующих устройств. В основе методики расчета лежит определение затрат на генерацию и передачу реактивной мощности от её источников. В качестве источников реактивной мощности на предприятии выступает энергосистема, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов, синхронные двигатели, которые представлены на рисунке 9.1.

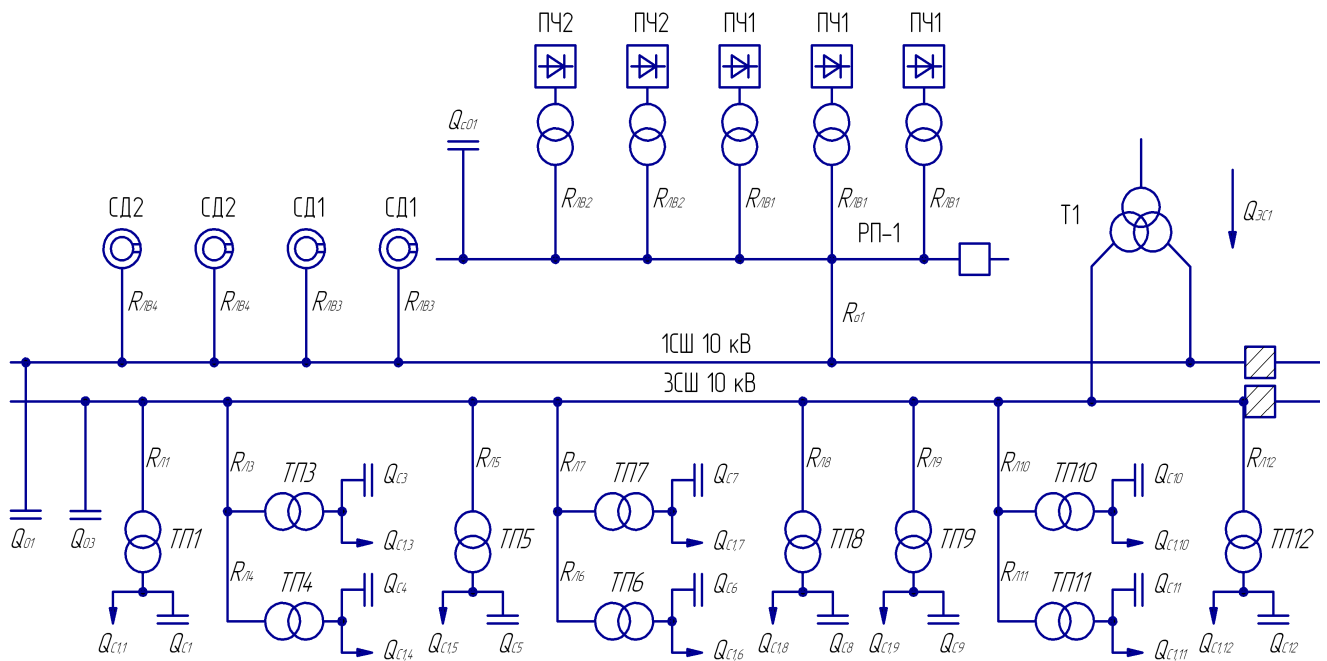


Рисунок 9.1 – Схема замещения СЭС завода выбора компенсирующих устройств

Величину активного сопротивления кабельных линий, представленных на рисунке 9.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{кл}} = r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \quad (9.1)$$

Величину активного сопротивления трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции, представленных на рисунке 9.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{т.ном.}}^2}, \quad (9.2)$$

где $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А.

В таблице 9.1 представим расчёты по формулам (9.1) – (9.2) с целью определения начальных данных необходимых для выбора компенсирующих устройств.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						71
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВ·А	Q_{ii} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
КТП-1	250	33	9	6,72	0,06
КТП-3	1000	312	33	1,08	0,04
КТП-4	1000	312	33	1,08	0,03
КТП-5	630	303	21	1,91	0,06
КТП-6	1000	435	33	1,08	0,01
КТП-7	1000	204	33	1,08	0,03
КТП-8	2500	1010	85	0,45	0,01
КТП-9	2500	1010	85	0,45	0,02
КТП-10	1000	391	31	1,08	0,06
КТП-11	1000	391	31	1,08	0,02
КТП-12	1000	252	51	1,08	0,03
Итого	-	4652	443	-	-

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha_{\Gamma} \cdot K_M), \quad (9.3)$$

где $\beta = 1,55603$ – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [21];

$\alpha_{\Gamma} = 21949,56$ – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [21];

$K_M = 1$ – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_z во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки предприятия;

$\delta = 1,03$ – поправочный коэффициент.

Определение затрат на выработку реактивной мощности низковольтными и высоковольтными конденсаторными установками производится по выражениям

$$Z_{1Г.НБК} = C_0 \cdot \Delta P_{НБК} + E \cdot K_{НБК} \cdot \alpha_{изм}, \quad (9.4)$$

$$Z_{1.Г.ВБК} = Z_{1.0} = C_0 \cdot \Delta P_{ВБК} + E \cdot K_{ВБК} \cdot \alpha_{изм}, \quad (9.5)$$

где $K_{НБК} = 12000$ – удельная стоимость НБК;

$K_{ВБК} = 6000$ – удельная стоимость ВБК,

$\alpha_{изм} = 84,10$ – индекс изменения сметной стоимости [43];

$\Delta P_{НБК} = 0,45$ – удельные потери в НБК, кВт/Мвар;

$\Delta P_{ВБК} = 0,15$ – удельные потери в ВБК, кВт/Мвар.

В таблице 9.2 представим параметры синхронных двигателей как источников реактивной мощности.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						72
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 9.2 – Параметры синхронных двигателей

Синхронный двигатель	Марка	U _{ном.} , кВ	P _{сд.н.і} , МВт	Q _{сд.н.і} , Мвар	N _{сд.і} , шт	n _{сд.і} , об/мин	D _{1.і} , кВт	D _{2.і} , кВт
СД1	СТД	10	1,0	0,505	4	3000	3,00	4,49
СД2	СТД	10	2,0	1,000	4	3000	4,89	6,72

Величина располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей определяется по формуле

$$Q_{сд.м.і} = \alpha_{сд.м} \cdot N_{сд.і} \cdot \sqrt{P_{сд.н.і}^2 + Q_{сд.н.і}^2} \quad (9.6)$$

Величину затрат на генерацию реактивной мощности СД найдём по выражению

$$Z_{1.Г.СД.і} = C_0 \cdot \frac{D_{1.і}}{Q_{сд.н.і}} \quad (9.7)$$

$$Z_{2.Г.СД.і} = C_0 \cdot \frac{D_{2.і}}{N_{сд.і} \cdot Q_{сд.н.і}^2} \quad (9.8)$$

где D_{1і}, D_{2і} – величины, которые характеризуют потери активной мощности в синхронных двигателях.

Величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями

$$Q_{сд.і} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.СД.і}}{2a \cdot C_0 \cdot R_{э.СД.і}} \quad (9.9)$$

$$R_{э.СД.і} = \frac{R_{кл.СД.і}}{N_{і.сд}} + \frac{Z_{2.Г.СД.і}}{a \cdot C_0} \quad (9.10)$$

В таблице 9.3 представим расчёты, выполненные по выражениям (9.3) – (9.10), с целью определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

Таблица 9.3 – Определение оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Синхронный двигатель	C ₀ руб/кВт, руб/кВт	Z _{1.0} , руб/Мвар	Q _{сд.м.і} , Мвар	Z _{1.Г.СД.і} , руб/Мвар	Z _{2.Г.СД.і} , руб/Мвар ²	R _{э.СД.і} , Ом	Q _{сд.і} , Мвар
СД1	27003	166532	2,78	160414	118855	0,46	0,02
СД2			5,55	132045	45365	0,18	0,36
Итого	-	-	8,32	-	-	-	0,38

С целью определения оптимальных реактивных мощностей, вырабатываемых НБК, определим эквивалентные сопротивления трансформаторов цеховых подстанций, на которых они устанавливаются, для этого на рисунке 9.2 представим расчётные схемы.

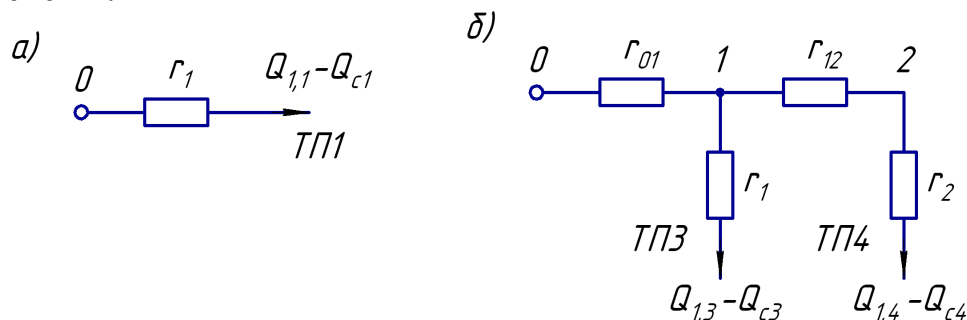


Рисунок 9.2 – Расчетные схемы при радиальном (а) и магистральном (б) подключении источников реактивной мощности с СШ ГПП

При радиальном соединении цеховых трансформаторных подстанций, представленных на рисунке 9.2 (а), эквивалентное сопротивление будет определяться по следующей формуле

$$R_{э.1} = r_1 = R_{кп.1} + R_{т.1}. \quad (9.11)$$

В случае магистрального соединения цеховых ТП, представленных на рисунке 9.2 (б), эквивалентные сопротивления и проводимости будут определяться по следующим формулам

$$R_{э.3} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}}\right) r_1, \quad (9.12)$$

$$R_{э.4} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.13)$$

$$\frac{1}{R_{т.1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (9.14)$$

Величина реактивной мощности, вырабатываемая НБК, при условии подключения к сборным шинам 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия ВБК определяется по формуле

$$Q_{с.і} = Q_{1.і} + \Delta Q_{т.і} + \frac{z}{R_{э.і}}, \quad (9.15)$$

$$z = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.НБК}}{2a \cdot C_0}, \quad (9.16)$$

где $3_{1.0} = 166532$ – затраты на выработку реактивной мощности ВБК, руб/Мвар;

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						74
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$Z_{1.Г.НБК} = 333064$ – затраты на выработку реактивной мощности НБК, руб/Мвар;
 $a = 10$ – расчётный коэффициент, кВ^{-2} ;
 $C_0 = 27003$ – удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям, руб/кВт.

По выражениям (9.11) – (9.16) выполняются расчёты по определению экономически целесообразных мощностей НБК, подключаемым к сборным шинам 0,4 кВ соответствующих цеховых трансформаторных подстанция. Результаты выбора компенсирующих устройств по рассматриваемому предприятию представлены в таблице 9.4. Стоит учесть, если расчетная величина экономически целесообразной мощности получилась отрицательной, то окончательно её значение принимается равным нулю.

Таблица 9.4 – Выбор устройств компенсации реактивной мощности на предприятии

Точка подключения БК	$R_{э.і}$, Ом	$Q_{с.і}$, Мвар		$Q_{к.у.і}$, квар	$Q_{к.у.і} + Q_{с.і}$, квар	Марка компенсирующего устройства [44]	$Q_{с.і}$, квар
		расчетная величина	принятая величина				
КТП-1	6,78	-0,004	0,000	109	109	УКМТ-0,4-100-25	100
КТП-3	1,16	0,078	0,078	181	259	УКМТ-0,4-250-50	250
КТП-4	1,18	0,084	0,084	181	265	УКМТ-0,4-275-25	275
КТП-5	1,97	0,168	0,168	12	180	УКМТ-0,4-175-25	175
КТП-6	1,16	0,201	0,201	86	287	УКМТ-0,4-275-25	275
КТП-7	1,15	-0,032	0,000	465	465	УКМТ-0,4-450-50	450
КТП-8	0,46	0,421	0,421	0	421	УКМТ-0,4-400-50	400
КТП-9	0,47	0,442	0,442	0	442	УКМТ-0,4-450-50	450
КТП-10	1,19	0,164	0,164	0	164	УКМТ-0,4-175-25	175
КТП-11	1,21	0,168	0,168	0	168	УКМТ-0,4-175-25	175
КТП-12	1,11	0,026	0,026	363	389	УКМТ-0,4-400-50	400
Итого			1,753			Итого	3125
РП-1, 10 кВ	0,03	1,826	1,826	-	-	УКРМФ56-10,5-1800	1800
СШ1, 10 кВ	-	-1,504	0	-	-	-	-
СШ3, 10 кВ	-	2,098	2,098	-	-	УКРМ56-10,5-2250	2250
Итого	-	-	5,677	1397	7074	-	7175

Для определения мощности высоковольтной БК $Q_{с01}$, подключаемой к секции СШ РП-1, составим балансы потребляемой и генерируемой мощностей и представим их в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Определение мощности ВБК, подключаемой к РП-1

$Q_{п.РП1} = 0,5 \cdot \sum_{j=1}^{10} (Q_{п.п.ј} + \Delta Q_{т.п.ј})$	$Q_{п.РП1} = 0,5 \cdot [(2441 + 576) + (503 + 131)] = 1826$ квар.
$Q_{с01} = Q_{п.РП1} - Q_{г.РП1}$	$Q_{с01} = 1826 - 0 = 1826$ квар.

Поэтому на основании данных из таблицы 9.5, принимаем к установке ВБК типа УКРМФ56-10,5-1800-450У3.

Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности представим в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности

$\operatorname{tg}\varphi_{\text{эс}} = Q_{\text{эс}} / P_{\text{рп}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{эс}} = 6896 / 27274 = 0,25$
$P_{\text{р3}} = \frac{1}{2} K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{p.освi}}$	$P_{\text{р3}} = \frac{1}{2} (0,90 \cdot [13551 + 172] + 1013) = 6682 \text{ кВт.}$
$Q_{\text{эс3}} = P_{\text{р3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{эс}}$	$Q_{\text{эс3}} = 6682 \cdot 0,25 = 1671 \text{ квар.}$
$Q_{\text{эс1}} = 0,5 Q_{\text{эс}} - Q_{\text{эс3}}$	$Q_{\text{эс1}} = 0,5 \cdot 6896 - 1671 = 1777 \text{ квар.}$
$K_{\Delta Q} = \Delta Q_{\text{т.гмп}} / S_{\text{р.п}}$	$K_{\Delta Q} = 1728 / 27715 = 0,062$
$\Delta Q_{\text{т.гмп}}^{\text{СШ3}} = K_{\Delta Q} \sqrt{P_{\text{р3}}^2 + Q_{\text{эс3}}^2}$	$\Delta Q_{\text{т.гмп}}^{\text{СШ3}} = 0,062 \cdot \sqrt{6682^2 + 1671^2} = 427 \text{ квар.}$
$\Delta Q_{\text{т.гмп}}^{\text{СШ1}} = \frac{1}{2} (\Delta Q_{\text{т.гмп}} - 2 \Delta Q_{\text{т.гмп}}^{\text{СШ3}})$	$\Delta Q_{\text{т.гмп}}^{\text{СШ1}} = \frac{1}{2} (1728 - 2 \cdot 427) = 437 \text{ квар.}$
$Q_{01} = \sum_{i=1}^n (Q_{\text{Bi}} + \Delta Q_{\text{т.вi}}) + \Delta Q_{\text{т.гмп}} - \sum_{i=1}^m Q_{\text{сi}} - \sum_{i=1}^t Q_{\text{СДи}} - Q_{\text{э.с}}$	$Q_{01} = 1826 + 437 - 1800 - 0,5 \cdot 380 - 1777 = -1504 \text{ квар}$
$Q_{03} = \sum_{i=1}^k (Q_{\text{1i}} + \Delta Q_{\text{тi}}) + \Delta Q_{\text{т.гмп}} - \sum_{i=1}^m Q_{\text{сi}} - Q_{\text{э.с}}$	$Q_{03} = (4652 + 443) + 427 - 1753 - 1671 = 2098 \text{ квар}$
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р1}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{Bi}} + \Delta Q_{\text{т.вi}}) + \Delta Q_{\text{т.СШ1}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{СДи}} - \frac{Q_{\text{ст.в.1}}}{P_{\text{р1}}}}{P_{\text{р1}}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р1}} = \frac{1826 + 437 - 0,5 \cdot 380 - 1800}{7108} = 0,04$
$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р3}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{1i}} + \Delta Q_{\text{тi}}) + \Delta Q_{\text{т.СШ3}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{кyi}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.нi}} + Q_{\text{ст.в.3}}}{P_{\text{р3}}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р3}} = \frac{(4652 + 443) + 427 + 1397 - 3125 - 2250}{6682} = 0,23$
$Q_{\text{резерв}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{СД.мi}} - Q_{\text{СДи}})}{Q_{\text{рп}}} \cdot 100\%$	$Q_{\text{резерв}} = \frac{8324 - 380}{13750} \cdot 100\% = 57,7\%$

Выводы по разделу девять

Выполнено определение номинальной мощности компенсирующих устройств и места их установки в системе электроснабжения предприятия.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						76
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Наличие в составе электроприёмников преобразователей частоты приводит к несинусоидальности напряжения питающей сети. Несинусоидальность напряжения с точки зрения качества электроэнергии характеризуется таким показателем как коэффициент искажения синусоидальности напряжения, величину которого рассчитаем в данном разделе.

На рисунке 10.1 (а, б) представим электрическую принципиальную схему и схему замещения с обозначением эквивалентных сопротивлений и источников искажения, для определения величины коэффициента искажения синусоидальности напряжения.

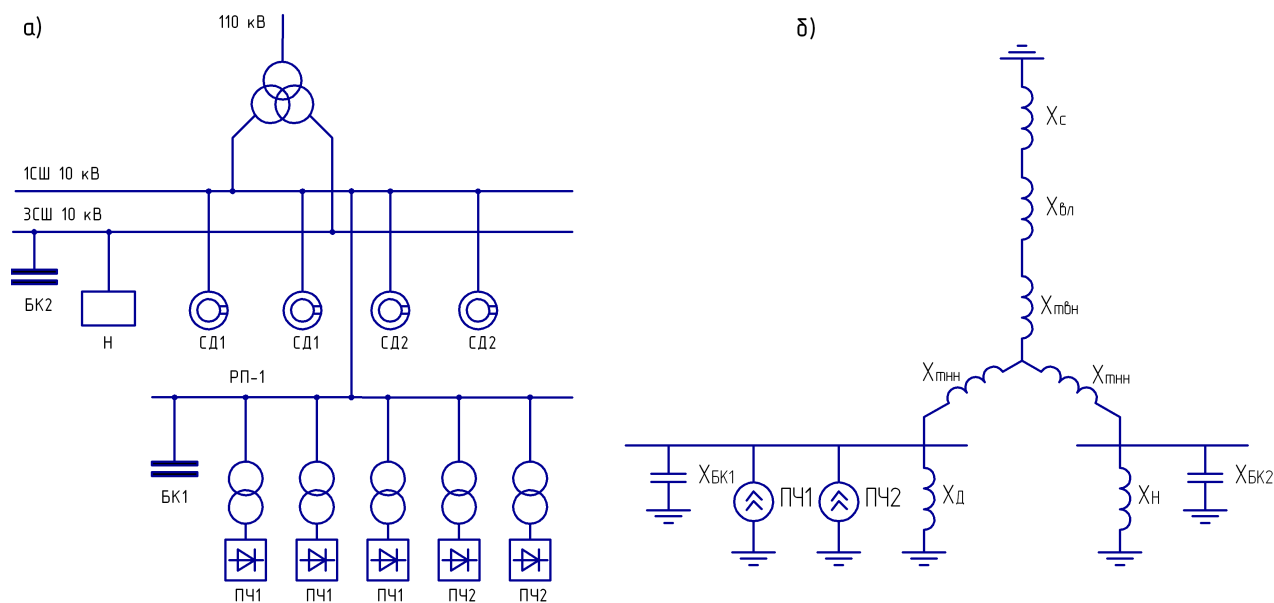


Рисунок 10.1 – Электрическая принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для расчета показателей качества

Расчет параметров элементов, размещаемых на схеме замещения (рисунок 10.1, б), производится по следующим выражениям, представленным в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Определение параметров элементов схемы замещения

$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_k} [4]$	$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2400 \cdot 10^6} \cdot v = 0,03 \cdot v$
$x_{лв} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ct}^2}{U_{ном}^2} \cdot v [4]$	$x_{лв} = 0,44 \cdot 7,5 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot v = 0,03 \cdot v$
$x_{тв} = \frac{U_k \cdot U_{ct}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v [4]$	$x_{тв} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot v = 0,46 \cdot v$
$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{тв} [4]$	$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot v = 0,06 \cdot v$

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Лист

77

Продолжение таблицы 10.1

$x_{\text{ТННВ}} = 1,75 \cdot x_{\text{ТВ}} [4]$	$x_{\text{ТННВ}} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot v = 0,81 \cdot v$
$x_{\text{ДВ}} = \frac{17 \cdot v}{S_{\text{ДС}}} [4]$	$x_{\text{ДВ}} = \frac{17 \cdot v}{8,000} = 2,13 \cdot v$
$x_{\text{НВ}} = \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{Н}}} \cdot v [4]$	$x_{\text{НВ}} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 15081)^2 + (0,5 \cdot 10252)^2}} \cdot v = 12,09 \cdot v$
$x_{\text{БК1.В}} = -\frac{U_{\text{СТ}}^2}{Q_{\text{БК1}} \cdot v} [4]$	$x_{\text{БК1.В}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(1,8 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{61,25}{v}$
$x_{\text{БК2.В}} = -\frac{U_{\text{СТ}}^2}{Q_{\text{БК2}} \cdot v} [4]$	$x_{\text{БК2.В}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(2,25 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{49,00}{v}$
$I_{\text{В}} = \frac{S_{\text{ТНЧΣ}} \cdot k_{\text{вΣ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot v} [45]$	$I_{\text{В}} = \frac{\sqrt{(3 \cdot 1400 + 2 \cdot 510)^2 + (3 \cdot 1400 \cdot 0,48 + 2 \cdot 510 \cdot 0,41)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} \cdot k_{\text{вΣ}} = \frac{317}{v} \cdot k_{\text{вΣ}}$

В зависимости от типа источника искажения в сеть генерируются различные по кратности гармонические составляющие: для преобразовательных установок – 5, 7, 11, 13.

В таблицу 10.2 занесем величины эквивалентных сопротивлений элементов схемы замещения и величины эквивалентных токов, генерируемых источниками искажения, определенные по выражениям, указанным в таблице 10.1.

Таблица 10.2 – Расчет численных значений элементов схемы замещения

v	$x_{\text{св}},$ Ом	$x_{\text{лв}},$ Ом	$x_{\text{ТННВ}},$ Ом	$x_{\text{ТННВ}},$ Ом	$x_{\text{НВ}},$ Ом	$x_{\text{ДВ}},$ Ом	$x_{\text{БК1.В}},$ Ом	$x_{\text{БК2.В}},$ Ом	$I_{\text{В}},$ А
5	0,15	0,14	0,29	4,05	60,46	10,63	-12,25	-9,80	57,09
7	0,21	0,19	0,41	5,67	84,64	14,88	-8,75	-7,00	40,78
11	0,33	0,30	0,64	8,91	133,01	23,38	-5,57	-4,45	21,62
13	0,39	0,36	0,75	10,53	157,20	27,63	-4,71	-3,77	18,30

Путём эквивалентных преобразований элементов схемы замещения, представленной на рисунке 10.1 (б), составим преобразованную схему замещения и разместим её на рисунке 10.2.

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения на каждом этапе преобразования

$$x_{\text{э.1В}} = \frac{x_{\text{Н.В}} \cdot x_{\text{БК2.В}}}{x_{\text{Н.В}} + x_{\text{БК2.В}}} \quad (10.1)$$

$$x_{\text{э.2В}} = x_{\text{э.1В}} + x_{\text{ТНН.В}} \quad (10.2)$$

$$x_{\text{э.3В}} = x_{\text{с.В}} + x_{\text{л.В}} + x_{\text{ТНН.В}} \quad (10.3)$$

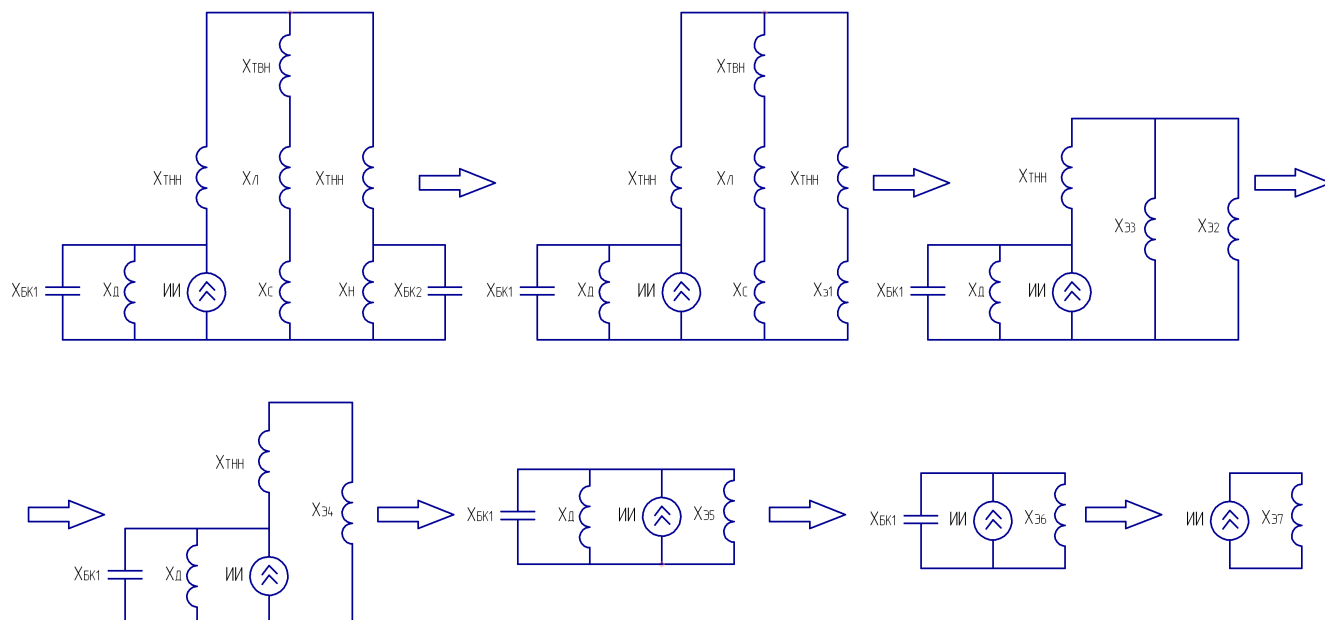


Рисунок 10.2 –Этапы преобразования схемы замещения

$$X_{\text{э.4v}} = \frac{X_{\text{э.2v}} \cdot X_{\text{э.3v}}}{X_{\text{э.2v}} + X_{\text{э.3v}}} \quad (10.4)$$

$$X_{\text{э.5v}} = X_{\text{ТНН.v}} + X_{\text{э.4v}} \quad (10.5)$$

$$X_{\text{э.6v}} = \frac{X_{\text{э.5v}} \cdot X_{\text{дв.v}}}{X_{\text{э.5v}} + X_{\text{дв.v}}} \quad (10.6)$$

$$X_{\text{э.7v}} = \frac{X_{\text{э.6v}} \cdot X_{\text{БК1v}}}{X_{\text{э.6v}} + X_{\text{БК1v}}} \quad (10.7)$$

Напряжения на СШ1и СШ3 определяются по формулам

$$U_{\text{СШ1.v}} = I_{\text{v.}\Sigma} \cdot X_{\text{э.7v}} \quad (10.8)$$

$$U_{\text{СШ3.v}} = U_{\text{СШ1.v}} \cdot \frac{X_{\text{э.1v}} \cdot X_{\text{э.4v}}}{X_{\text{э.2v}} \cdot X_{\text{э.5v}}} \quad (10.9)$$

Величина коэффициента искажения синусоидальности напряжения может быть определена по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \quad (10.10)$$

В таблице 10.3 представим эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 10.2, определенные по выражениям (10.1) – (10.10).

Таблица 10.3 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения

ν	$X_{\varepsilon 1\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 2\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 3\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 4\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 5\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 6\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 7\nu},$ Ом	$U_{\text{сш}1\nu},$ В	$U_{\text{сш}3\nu},$ В	$K_U^{\text{СШ1}},$ %	$K_U^{\text{СШ3}},$ %
5	-11,70	-7,64	0,58	0,62	4,67	3,25	4,42	252,15	51,43	13,35	5,55
7	-7,63	-1,96	0,81	1,37	7,04	4,78	10,54	429,65	325,97		
11	-4,61	4,30	1,27	0,98	9,89	6,95	-27,99	-605,18	64,14		
13	-3,86	6,67	1,50	1,22	11,76	8,25	-10,99	-201,07	12,11		

Расчетные значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на шинах СШ1 превышают допустимые значения, представленные в ГОСТ 32144-2013 [46], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 13,35 > K_{U,\text{доп}} = 5\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 5,55 > K_{U,\text{доп}} = 5\%$.

Для нормализации качества электроэнергии необходимо предусмотреть установку силового резонансного фильтра (СРФ). СРФ необходимо настраивать на гармоники самого низшего порядка из генерируемых [47]. В данном случае, вентиляльные преобразователи генерируют 5-ю гармонику. Поэтому принято решение об установке СРФ, настроенного на 5-ю гармонику.

Величина мощности конденсаторной батареи СРФ может быть определена из условия компенсации реактивной мощности равной 1,80 Мвар. В таком случае, сопротивление фазы реакторов СРФ принимается равным

$$X_{p.f.\nu} = \frac{X_{BK}}{V_p^2} \cdot \nu. \quad (10.11)$$

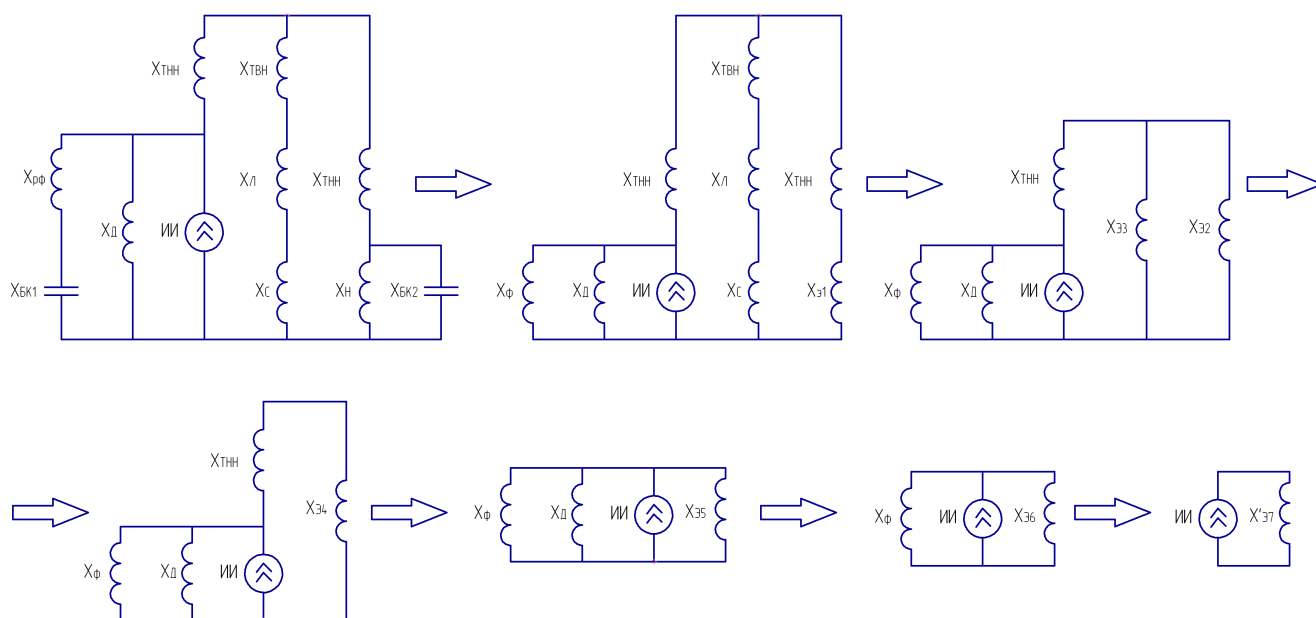


Рисунок 10.3 –Этапы преобразования схемы замещения с СРФ

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения, представленных на рисунке 10.3.

$$X_{\phi.v} = X_{\text{бк.1v}} + X_{\text{р.ф.v}} \quad (10.12)$$

$$X'_{\text{э.7v}} = \frac{X_{\text{э.6v}} \cdot X_{\phi.v}}{X_{\text{э.6v}} + X_{\phi.v}} \quad (10.13)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 находятся по выражениям

$$U'_{\text{СШ1.v}} = I_{\text{v.}\Sigma} \cdot X'_{\text{э.6}} \quad (10.14)$$

$$U'_{\text{СШ3.v}} = U'_{\text{СШ1.v}} \cdot \frac{X_{\text{н.v}} \cdot X_{\text{э3.v}}}{X_{\text{э1.v}} \cdot X_{\text{э4.v}}} \quad (10.15)$$

В таблице 10.4 представим величины эквивалентных сопротивлений, используемых в схеме замещения с СРФ (рисунок 10.3), расчёт которых выполнялся по выражениям (10.11) – (10.15).

Таблица 10.4 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения после установки СРФ

v	$X_{\phi.v}$, Ом	$X_{\text{э.1v}}$, Ом	$X_{\text{э.2v}}$, Ом	$X_{\text{э.3v}}$, Ом	$X_{\text{э.4v}}$, Ом	$X_{\text{э.5v}}$, Ом	$X_{\text{э.6v}}$, Ом	$X'_{\text{э.7v}}$, Ом	$U'_{\text{сш.1v}}$, В	$U'_{\text{сш.3v}}$, В	$K'_U{}^{\text{СШ1}}$, %	$K'_U{}^{\text{СШ3}}$, %
5	0,00	-11,70	-7,64	0,58	0,62	4,67	3,25	0,00	0,00	0,00	3,37	1,57
7	8,40	-7,63	-1,96	0,81	1,37	7,04	4,78	3,05	124,23	94,25		
11	21,38	-4,61	4,30	1,27	0,98	9,89	6,95	5,25	113,43	-12,02		
13	27,14	-3,86	6,67	1,50	1,22	11,76	8,25	6,33	115,73	-6,97		

Полученные расчетные значения K_U не превышают допустимых значений, указанных в ГОСТ 32144-2013 [46].

Выводы по разделу десять

Определены коэффициенты искажения синусоидальности напряжения, которые составили 3,37% (для СШ1) и 1,57% (для СШ3), что является допустимой величиной согласно действующим стандартам.

11 СПЕЦВОПРОС. АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ SMART GRID

Около 10 лет назад благодаря совместным усилиям западных энергетиков, ученых и властей мировая энергетическая отрасль обрела новую концепцию – появились интеллектуальные электроэнергетические системы Smart Grid – «умные» сети. Что такое интеллектуальные сети Smart Grid? На сегодняшний день нет единого определения этой технологии, оно отличается в разных странах.

Например, Минэнерго США определяет интеллектуальную сеть как полностью автоматизированную систему, обеспечивающую двусторонний поток электроэнергии и информации между энергообъектами повсеместно.

Евросоюз дает следующее определение: Smart Grid – это электрические сети, удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи двусторонних коммуникаций между элементами электросети, электростанциями, аккумулирующими источниками и потребителями.

В целом, интеллектуальная сеть (Smart Grid, «умная», или активно-адаптивная сеть) представляет собой распределительную сеть, которая сочетает комплексные инструменты контроля и мониторинга, информационные технологии и средства коммуникации [30].

Smart Grid, по сути, это высокотехнологичные интеллектуальные сети. Они способны не только эффективно распределять электричество, передавая его от подстанции к потребителю, но и оценивая расход электроэнергии. Благодаря этому Smart Grid еще называют системой умного учета электроэнергии. При взаимодействии между собой, эта технология превращается в единый интеллектуальный комплекс с единой системой энергоснабжения, работающей без потерь, простоя и перебоев.

В европейских странах понятие Smart Grid связывают с интеграцией возобновляемых источников энергии с электроэнергетическими системами и формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей. Акцент выполняется на устройствах учета, соединенных в единую информационную сеть и позволяющих оптимизировать расход энергии в разное время суток .

Под локализацией проекта Smart Grid на предприятии понимается комплекс электрооборудования (воздушные линии передачи, трансформаторы, выключатели и т.д.), подключенный к генерирующим источникам и потребителям. При этом используются новые принципы, технологии передачи и управления процессом. Таким образом, предполагается объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему [49]. Система с активно-адаптивной сетью будет обладать новыми свойствами – самодиагностикой и самовосстановлением (например, в случае обледенения проводов). В автоматическом режиме она способна выявить самые «слабые» участки сети и изменять ее работу для предотвращения возникновения технологических нарушений. Электрические сети Smart Grid позволят резервировать мощности на случай нештатных ситуаций в энергосистеме, а также накапливать избыток электроэнергии, используя его в часы пиковых нагрузок.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					82
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

11.1 Особенности технологии Smart Grid

Технология «Smart Grid» [50]:

- базируется на системе измерений и учета потребления энергии, связанной с системами управления потреблением энергии;
- максимально использует местные источники энергии, включая различные способы накопления энергии;
- имеет набор систем управления, настроенных на обеспечение баланса в зоне управления Smart Grid;
- через стандартный интерфейс взаимодействует с общей системой управления для решения проблем небаланса и управления внештатных ситуациях.

К основным принципам технологии «Smart Grid» относятся:

- наблюдаемость;
- автоматизация;
- контролируемость;
- интеграция.

В России Smart Grid в настоящее время выступает в качестве концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети, которую можно описать следующими признаками:

- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
- большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы;
- система сбора и обработки данных, а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;
- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;
- средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети;
- высокое быстродействие управляющей системы.

На основе указанных признаков можно дать достаточно чёткое определение интеллектуальной сети как совокупности подключённых к генерирующим источникам и электроустановкам потребителей программно-аппаратных средств, а также информационно-аналитических и управляющих систем, обеспечивающих надёжную и качественную передачу электрической энергии от источника к приёмнику в нужное время и в необходимом количестве [50].

11.2 Преимущества технологии Smart Grid

К основным преимуществам технологии Smart Grid относятся [51]:

- система практически полностью исключает энергопотери (вследствие аварии, или несанкционированного подключения к электросети), в режиме онлайн отслеживая и автоматически приостанавливая подачу электричества на данный участок сети;

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					83
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– отсутствие необходимости в дополнительных генераторах, которые обеспечивают потребителей электричеством в случае аварий, поскольку единая система может эффективно перераспределять энергию между всеми объектами цепи, а способность к самовосстановлению делает ее еще более эргономичной;

– возможность активного участия в работе сети потребителей;

– экологичность – Smart Grid предполагает выработку электричества за счет возобновляемых источников энергии, используя солнечные батареи и энергию ветра.

В концепции Smart Grid релейная защита должна быть совмещена с функциями информационно-измерительной системы. Причиной этого является то, что, микропроцессорные устройства релейной защиты производят измерения токов, напряжений в векторной форме, а также записывают и накапливают информацию об аварийных режимах и собственных срабатываниях. Эта информация может быть использована в контрольно-информационно-измерительных системах Smart Grid для мониторинга и диагностики электрооборудования энергосистем.

11.3 Перспективы, необходимость и предпосылки развития интеллектуальной энергетики в России

Использование интеллектуальных сетей особенно актуально в настоящее время в России. Сети Smart Grid могут эффективно решить назревшие проблемы благодаря стабильности, удобству использования на больших территориях и снижению потерь с помощью систем энергоконтроля.

Положение российской электроэнергетики можно охарактеризовать как близкое к аварийному. По мнению экспертов, энергетическая система страны изношена до 70%. По данным Федеральной сетевой компании (ОАО «ФСК ЕЭС»), 15% подстанций 6-10/0,4 кВ находится в неудовлетворительном состоянии, а более 40% воздушных и масляных выключателей давно отработали свои сроки. По причине изношенности электросетей потери энергии достигают 20-30% вместо обычных для Европы 6-8%. Около 60% электросетей и вовсе нуждаются в перекладке. При этом проблема не только в высоком уровне морального и физического износа основных электроэнергетических фондов [51].

На уровне концептуальных отечественных документов можно определить предпосылки к развитию отечественной интеллектуальной энергетики.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» в качестве приоритетных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетике выделяются следующие [51]:

– создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в Единой энергетической системе России (интеллектуальные сети – Smart Grid);

– использование низкотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей электрической энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;

– широкое развитие распределенной генерации;

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					84
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS);

– создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчётными системами принятия решений;

– создание высоконадёжных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;

– создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России;

– создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;

– создание водородных систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки.

К 2030 году устаревшие энергосети в России планируется планомерно заменять интеллектуальными энергетическими системами. Сеть «Smart Grid» обеспечит потребителям выгодное для них регулирование нагрузок и реакцию сети на любые аварийные ситуации в режиме реального времени.

За внедрение активно-адаптивной сети в России отвечает ОАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»).

На сегодняшний день в различных регионах РФ идет реализация ряда пилотных проектов по внедрению элементов интеллектуальной сети. Например, это замена ламп накаливания на энергоэффективные световые устройства; установка интеллектуальных приборов учета электроэнергии и т.п.

Интеллектуальную сеть ФСК обещает построить в несколько этапов. Первый этап уже завершен: разработана концепция построения интеллектуальной сети в Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) до 2020 года.

Второй и третий этапы реализуются параллельно: работа над созданием интерфейсов, способных связать модернизированные объекты магистрального электросетевого хозяйства с генерацией и потребителями, проводится одновременно с развитием пилотных проектов, в рамках которых отрабатываются технологии для создания интеллектуальной электрической сети. В ФСК утверждают, что многие технологии, делающие сеть «умной», уже активно используются. Например, подстанции ЕНЭС активно оснащаются электрогазовыми распределительными устройствами, позволяющими обеспечивать более высокий уровень безопасности и надежности энергообъектов и снижающими вероятность системных аварий. Широко внедряется оборудование на основе силовой электроники, предназначенное для коммутации больших нагрузок, управления мощными электродвигателями, устройствами освещения, а также различные системы управления и наблюдения, мониторинга, защиты и учета электроэнергии [52].

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					85
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В списке потенциальных результатов внедрения Smart Grid возможно выделить следующие пункты: до 30% повысится пропускная способность воздушных линий электропередачи и надежность энергоснабжения потребителей, появится возможность на 25-30% сгладить графики нагрузки за счет использования электросетевых накопителей энергии большой мощности, применение новых материалов и технологий для строительства подстанций позволит сократить площади, занимаемые электросетевыми объектами. При этом сами накопители будут основаны на сверхпроводящих, индуктивных технологиях.

Ценность проекта интеллектуальных сетей Smart Grid не только в повышении энергетической и экономической эффективности энергосистемы России. Важно и то, что проект способен привести страну к следующему этапу - преодолеть привычный путь ресурсного развития и сделать шаг к практической модернизации [31].

11.4 Ожидаемые результаты от внедрения Smart Grid на трубопрокатном заводе

Основываясь на мировом опыте внедрения активно-адаптивных сетей Smart Grid, возможно ожидать следующих результатов от внедрения данного проекта на трубопрокатном заводе:

- Наиболее эффективное использование энергоресурсов;
- Вывод сетевого хозяйства из кризисной ситуации за счет замены устаревшего оборудования;
- Уменьшение потерь электроэнергии, значительная ее экономия;
- Снижение времени аварийного отключения и повышение эффективности загрузки электросетевого оборудования;
- Повышение объема транзита электроэнергии на 15-20% без строительства новых сетевых объектов;
- Снижение затрат на производство энергии;
- Интеграция энергии от альтернативных источников энергии в общую сеть;
- Уменьшение влияния объектов энергетики на экологию, ввиду сокращения выбросов CO₂ в атмосферу;
- Обеспечение возможности двухсторонней связи с потребителем;
- выявление хищений электроэнергии, повреждений оборудования и своевременное их устранение.

11.5 Реализация технологии Smart Grid на трубопрокатном заводе

Для реализации технологии Smart Grid на трубопрокатном заводе, главную понизительную подстанцию предприятия необходимо укомплектовать устройством связи с коммуникационной сетью Smart Grid.

Информация об энергопотреблении на трубопрокатном заводе будет передается по цифровой сети до энергоснабжающей компании. Соответственно, энерго-сбытовая компания, имея текущие данные о планируемом энергопотреблении,

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					86
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

может оптимально сконфигурировать свои мощности, в том числе закупать необходимую электроэнергию у сетевого поставщика по оптимальным тарифам. Вся цепочка постоянно обменивается информацией, которая активно используется управляющими элементами для обеспечения сбалансированного графика потребления/генерации, безопасной трансформации и передачи электроэнергии.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе проводилось изучение интеллектуальной энергетики, а именно технологии Smart Grid. Реализация положений данной концепции подразумевает развитие инновационных технологий, расширение масштабов производства высокоинтеллектуальной продукции, более интенсивное применение электрической энергии в транспортной инфраструктуре. Благодаря реализации концепции интеллектуальных электрических сетей предприятие сможет рационально использовать энергоресурсы.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					87
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ СТД-2000

На электродвигателе СТД-2000 должна предусматриваться [13, п. 5.3.43]:

- защита от токов перегрузки;
- защита от многофазных замыканий;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- защита от асинхронного хода;
- защита от перегрева.

12.1 Защита от перегрузок

Ввиду того, что двигатель СТД-2000 в период эксплуатации может подвергаться перегрузкам, обусловленным технологическими причинами, то согласно ПУЭ [13, п.5.3.49] необходимо предусмотреть защиту от перегрузки. Данная защита выполняется с действием на сигнал.

Защита от перегрузок осуществляется с помощью микропроцессорного терминала Seram M81 (код ANSI 51) [53], который позволяет выполнить защиту от перегрузок с зависимой от тока выдержкой времени, так как в этом случае время-токовая характеристика может быть размещена ближе к нагрузочным характеристикам электродвигателя.

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя [54]

$$I_{с.п} = I_{г.09} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{д.н}, \quad (12.1)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки, учитывающий ошибки реле и необходимый запас;

$K_{н.о}$ – коэффициент возврата;

$I_{д.н}$ – номинальный ток двигателя, А.

Номинальный ток синхронного двигателя определяется по формуле

$$I_{д.н} = \frac{P_{д.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}}, \quad (12.2)$$

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

$U_{д.н}$ – номинальное напряжение синхронного двигателя, В;

$\cos \varphi_{д.н}$ – номинальный коэффициент мощности синхронного двигателя.

Уставка по времени защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска электродвигателя на величину коэффициента отстройки

$$t_{с.п} = t_{г.09} = K_{отс} \cdot t_{пуск}, \quad (12.3)$$

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					88
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$t_{пуск}$ – время пуска электродвигателя, с.

Результаты расчёта по формулам (12.1) – (12.3) представим в таблице 12.1.

Таблица 12.1

$P_{д.н.},$ кВт	$U_{н.},$ кВ	$\cos\varphi$	$I_{д.н.},$ А	$K_{н.о}$	$K_{в}$	$I_{с.п.},$ А	$K_{отс}$	$t_{пуск},$ с	$t_{с.п.},$ с
2000	10	0,75	154,0	1,1	0,935	181,1	1,5	10	15

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегрузки.

При уставке тока $I_{r.Q9} = 181,1$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q9} = 15$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q21} = 1811$ А.

Выбираем тип характеристики SIT. Коэффициент T_{MS} определяется по формуле

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (12.4)$$

Время срабатывания защиты от перегруза находится из условия

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (12.5)$$

Расчеты контрольных точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (12.4) – (12.5), сводим в таблицу 12.2.

Таблица 12.2

Выключатель	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{с.з}$ с, при разных $I_*,$ А					
	$t_r,$ с	$10 \cdot I_r,$ А			1,05	1,5	3	6	10	79,3
Q9	15	1811	SIT	5,05	$\frac{724,1}{190}$	$\frac{86,8}{272}$	$\frac{31,8}{543}$	$\frac{19,4}{1087}$	$\frac{15,0}{1811}$	$\frac{7,7}{14400}$

12.2 Токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является основной защитой от коротких замыканий в обмотке статора для синхронного двигателя.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						89
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Мгновенная токовая отсечка осуществляется с помощью цифрового терминала Seram M81 (код ANSI 51) [53].

Уставка по току мгновенной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока на соответствующий коэффициент отстройки

$$I_{с.мгн} = I_{IQ21} \geq K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{д.н} \quad (12.6)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{пуск}$ – коэффициент кратности пускового тока двигателя.

Коэффициент чувствительности определяется током двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме на шинах, к которым подключен двигатель

$$K_{ч} = \frac{I_{к.3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} > 2. \quad (12.7)$$

Результаты расчета по выражениям (12.6) – (12.7) представим в таблице 12.3.

Таблица 12.3

$K_{отс}$	$K_{пуск}$	$I_{д.н}, A$	$I_{с.мгн}, A$	$I_{к.3}^{(2)}, A$	$K_{ч}$
1,5	5	154,0	1154,7	9600	8,3

Из данных 12.3 таблицы следует, что токовая отсечка удовлетворяет требованиям чувствительности.

12.3 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения для синхронного двигателя выполняется двухступенчатой.

Первая ступень защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей, не участвующих в самозапуске, что облегчает процесс самозапуска.

Реализация I ступени защиты минимального напряжения производится с помощью терминала Seram M81, функция ANSI 27.

Уставка срабатывания по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжения до $0,7 \cdot U_H$

$$U_{сз}^{1ст} = U_{sl} = \frac{0,7 \cdot U_H}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (12.8)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата.

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий. Учитывая, что выдержка времени этих защит равна 0, то принимается $t_{сз}^{1ст} = 0,3$ с.

Вторая ступень защиты предназначена для отключения электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности. Реализация II ступени защиты минимального напряжения производится с помощью терминала Seram M81, функция ANSI 27D.

Уставка срабатывания по напряжению II ступени настраивается на снижение напряжения до $0,5 \cdot U_H$

$$U_{сз}^{2ст} = U_{s2} = \frac{0,5 \cdot U_H}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (12.9)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата;

Выдержка времени II ступени принимается из диапазона 10-15 с – $t_{сз}^{2ст} = 10$ с.

Результаты расчёта по формулам (12.8) – (12.9) представим в таблице 12.4.

Таблица 12.4

U_H , кВ	K_B	$K_{отс}$	$U_{сз}^{1ст}$, кВ	$U_{сз}^{2ст}$, кВ
10,0	1,1	1,1	5,79	4,13

12.4 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени с действием на сигнал. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram M81.

Для кабеля марки АПвЭКП-10 (3x95/35) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{с0} = 1,741$ А/км.

Расчет уставки защиты от однофазных замыканий на землю с последующей проверкой по чувствительности представим в таблице 12.5.

Таблица 12.5

$I_{01} = I_{с0} \cdot L$	$I_{01} = 1,741 \cdot 0,112 = 0,195$ А.
$I_{сз} = K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot I_{01}$	$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,195 = 0,585$ А.
$I_{с.кл.Σ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{клΣ}}{10}$	$I_{с.кл.Σ} = \frac{10 \cdot 5,034}{10} = 5,034$ А.

Продолжение таблицы 12.5

$C_{сд1} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.сд1} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}$	$C_{сд1} = \frac{0,0187 \cdot 1,00 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,75 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 5,4 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$
$C_{сд2} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.сд2} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}$	$C_{сд2} = \frac{0,0187 \cdot 2,00 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,75 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 10,9 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$
$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{сд1} \cdot U_{ном.ф.}$	$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 5,4 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,030 \text{ А.}$
$I_{с.сд2} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{сд2} \cdot U_{ном.ф.}$	$I_{с.сд2} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 10,9 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,059 \text{ А.}$
$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{с.дв.i}$	$I_{с.дв\Sigma} = 0,030 \cdot 4 + 0,059 \cdot 4 = 0,355 \text{ А.}$
$I_{с.\Sigma} = I_{с.кл.\Sigma} + I_{с.дв\Sigma}$	$I_{с.\Sigma} = 5,034 + 0,355 = 5,389 \text{ А.}$
$k_{\varphi} = \frac{I_{с.\Sigma}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$	$k_{\varphi} = \frac{5,389}{0,585} = 9,2 \geq 1,5.$

Как видно, из данных таблицы 12.5 рассматриваемая защита от однофазных замыканий на землю удовлетворяет предъявляемым к ней требованиям чувствительности.

12.5 Защита от перегрева

Защита от тепловых перегрузок кабеля, питающего синхронный двигатель, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов.

Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

$$E = \left(\frac{I_{д.н}}{I_{д.доп}} \right)^2 \cdot 100\%, \quad (12.10)$$

где $I_{д.доп} = 233$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

Поэтому принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=66\%$, согласно формуле (12.10). Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное $E_{s2}=100\%$, то устройство защиты формирует сигнал на отключение.

В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток $I_s=I_{д.доп}=233$ А,
- постоянные нагрева $T_{нагр}$ и охлаждения $T_{охл}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

12.6 Защита от асинхронного режима

При возникновении асинхронного режима работы синхронного двигателя в статоре и роторе возникают колебания (качания) тока. Асинхронный режим может возникать либо при снижении напряжения питания, либо уменьшения тока возбуждения.

Защита от потери синхронизма реализуется с помощью функции ANSI 78PS микропроцессорного терминала Seram M81, которая производит отключение синхронного двигателя в соответствии с критерием равенства площадей разгона и торможения, с выдержкой времени 0,5 с.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе произведен расчет уставок и выбор устройств релейной защиты и автоматики синхронного двигателя СТД-2000.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					93
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

При выборе местоположения главной понизительной подстанции (ГПП) трубопрокатного завода учтены требования ПУЭ [13]. ГПП максимально приближена к ранее рассчитанному центру электрических нагрузок с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности (лист 1 графической части).

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполнено открытым, так как подстанция размещается с учётом розы ветров (лист 1). Ввиду того, что подстанция располагается достаточно близко к цехам, производство которых сопровождается выбросами в окружающую среду, таким как: мартеновский цех (№5), литейный цех (№7), кузнечный цех (№8), то в данных цехах должны предусматриваться установки пыле- и газоуловителей, препятствующие загрязнению воздуха.

Площадка подстанции соответствует требованиям ПУЭ [13, п.4.2]:

– территория подстанции спланирована с уклоном для стока ливневых вод (уклон не более 3%);

– территория подстанции огорожена внешним забором высотой 2 м.

К ОРУ-110 кВ подведена автомобильная дорога (лист 3). В ОРУ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габариты проезда составляют 4х4 м.

Для защиты персонала от ошибочных действий предусмотрена механическая, электромагнитная и замковая и блокировки между основными и заземляющими ножами разъединителя, которые исключают возможность включения заземлителей разъединителя РДЗ-110 [15] при включенном выключателе ВЭБ-110 [18].

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110 кВ выдержаны следующие изоляционные расстояния [13]:

– от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений – 2700 мм;

– между проводами разных фаз – 2500 мм;

– от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до транспортируемого оборудования – 1650 мм;

– между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями – 3500 мм;

– от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту – 1100 мм.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется комплектным. ЗРУ расположено в отдельном здании, имеет два выхода, расположенных с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ оснащены самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					94
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ЗРУ-10 кВ выполняется с двухсторонним расположением ячеек КРУ типа К-129 [36], которые комплектуются вакуумными выключателями типа VF12-10 [29], измерительными трансформаторами тока ТЛП-10 [31], измерительными трансформаторами напряжения антирезонансного исполнения типа НАЛИ-10 [38]. Кроме того в ячейках отходящих кабельных линий с вакуумными выключателями предусмотрены нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-10 [17], так как при коммутациях вакуумными выключателями индуктивных токов (например, при отключении мало нагруженных трансформаторов и пусковых токов электродвигателей) возникают перенапряжения, вызванные срезом тока до его перехода через ноль, а также повторными пробоями межконтактного промежутка, обусловленными высокой скоростью нарастания напряжения размыкаемых контактах выключателя.

Подземные туннели силовых и контрольных кабелей служат фундаментами для оборудования ячеек. Все ячейки КРУ оснащены механическими блокировками, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе. На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ предусмотрены надписи, мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части окрашены в соответствии с ПУЭ [13]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным, заземление – продольными полосами и зеленого цветов.

13.2 Защитные средства, применяемые на ГПП

Безопасность производства работ на ГПП должна обеспечиваться с соблюдением требований ПОТ ЭУ [55], при этом должны выполняться организационные и технические мероприятия, а также применяться электротехнические средства. Номенклатура и количество средств защиты, используемых в электроустановках, должны удовлетворять требованиям «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [56]. Нормы комплектования ГПП защитными средствами представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения током

Наименование	Единицы измерения	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Штанги изолирующие	шт.	2	2	2
Клещи изолирующие	шт.	1	1	1
Указатели напряжения	шт.	2	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Перчатки диэлектрические	пара	2	не менее 2	не менее 2
Обувь диэлектрическая: а) галоши, б) боты	пара пара	2	1	2

Продолжение таблицы 13.1

1	2	3	4	5
Ковры диэлектрические резиновые, подставки изолирующие	шт.	по местным условиям		
Защитные щитки или очки	шт.	1	2	2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям

13.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ

В соответствии с ПУЭ [13] сеть 10 кВ спроектирована с изолированной нейтралью. Согласно Правилам [57] в таких сетях предусматривается автоматический контроль состояния изоляции каждой фазы по отношению к земле, он нужен для обеспечения надёжной работы самой сети и для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети. Устройство подключается на каждую секцию сборных шин подстанции и анализирует информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполняется с использованием трансформатора напряжения трехфазного антирезонансного (ТВ) типа НАЛИ-СЭЦ-10 [38] и представлено на рисунке 13.1.

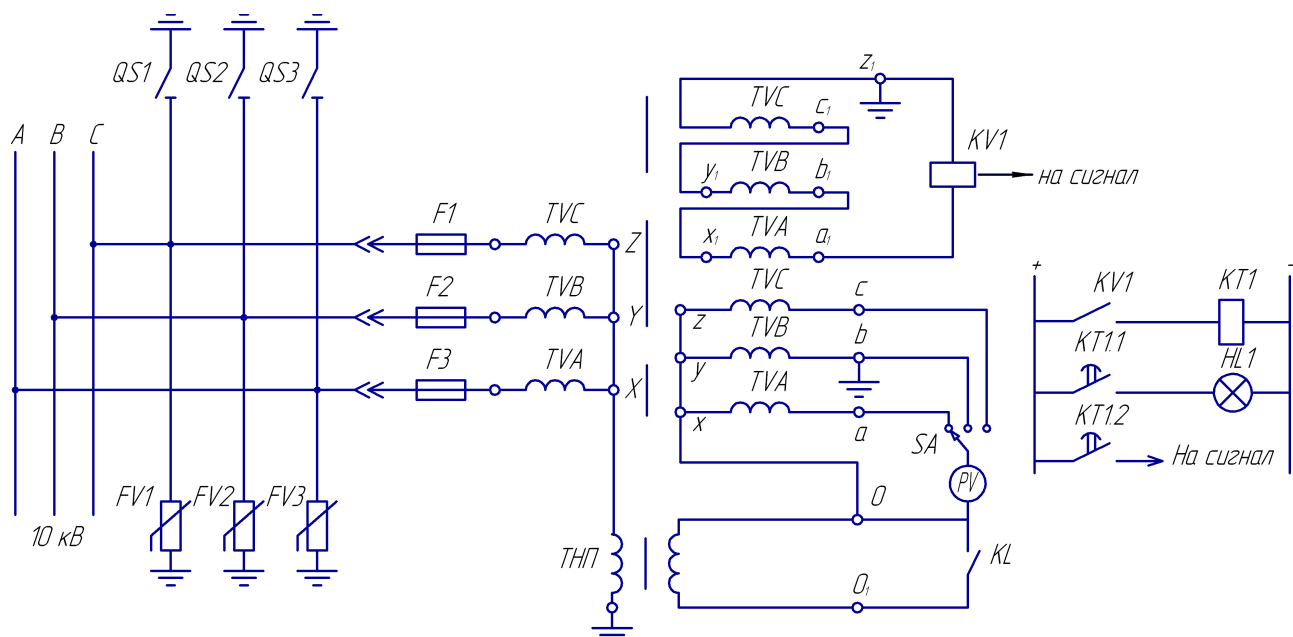


Рисунок 13.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_N$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_A , U_B и U_C на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении металлического ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_A становится равным нулю (рисунок 13.2).

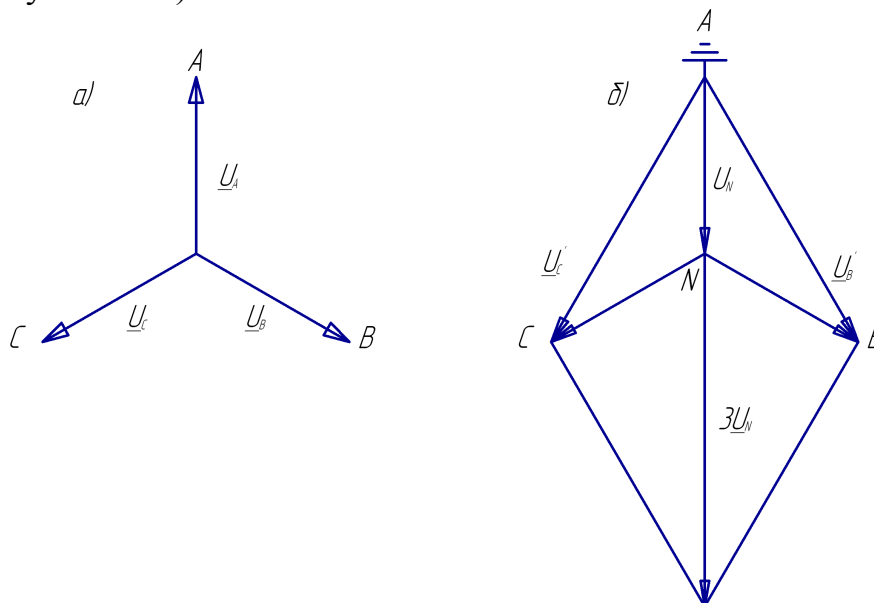


Рисунок 13.2 – Векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (а) и при ОЗЗ (б)

Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_B и U_C увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$.

При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (реле KV1), имеющая уставку по напряжению $0,3 \cdot U_{\phi} = 30$ В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с, реализуемой с помощью реле времени КТ1, срабатывает на сигнал, передаваемый в диспетчерский пункт, а также загорается сигнальная лампа НЛ1.

Для защиты кабельных сетей (рисунок 13.3) используется трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ, магнитопровод которого надевается на трехфазный кабель. Ко вторичной обмотке трансформатора тока ТЗЛМ подключают устройства защиты и сигнализации КА1.

По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи $I_{бр}$, проходя при этом через ТЗЛМ. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТЗЛМ и заземленным ниже его. В результате ток $I_{бр}$ проходит через ТЗЛМ дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику и погрешность от этого тока исчезает.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						97
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

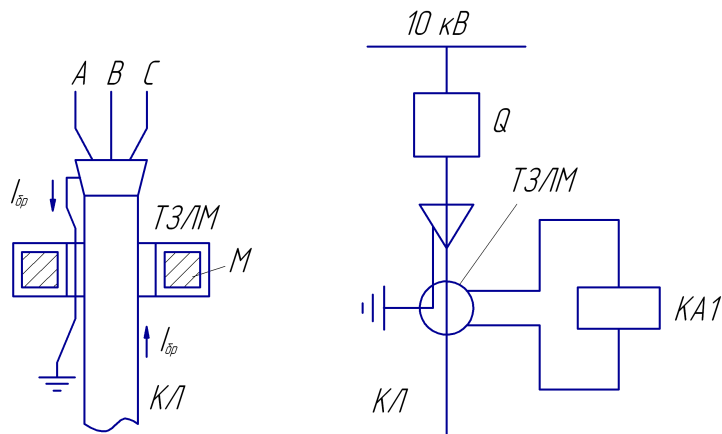


Рисунок 13.3 – Защита кабельных линий от ОЗЗ

Защита трансформатора НАЛИ-СЭЩ-10 от феррорезонанса выполняется следующим образом. При нормальном режиме работы сети реле КЛ обесточено, а его контакты КЛ шунтируют вторичную обмотку трансформатора нулевой последовательности (ТНП), обуславливая минимальное значение индуктивного сопротивления первичной обмотки трансформатора ТНП. При дуговых замыканиях, когда напряжение смещения нейтрали может значительно превысить фазное напряжение сети срабатывает реле КЛ, обеспечивая размыкание нормально замкнутых контактов КЛ, которые дешунтируют вторичную обмотку трансформатора ТНП. При этом индуктивное сопротивление первичной обмотки трансформатора ТНП резко возрастает, ограничивая ток (ток насыщения) первичной обмотки трансформатора НАЛИ-СЭЩ-10, защищая его от феррорезонанса..

13.4 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [58]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

К установке принимаем 4 молниеотвода, построение внешних областей зон которых (полуконусов с габаритами h_0 , r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 13.4.

Высота молниеотвода определяется по выражению [58]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} \quad (13.1)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h \quad (13.2)$$

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						98
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

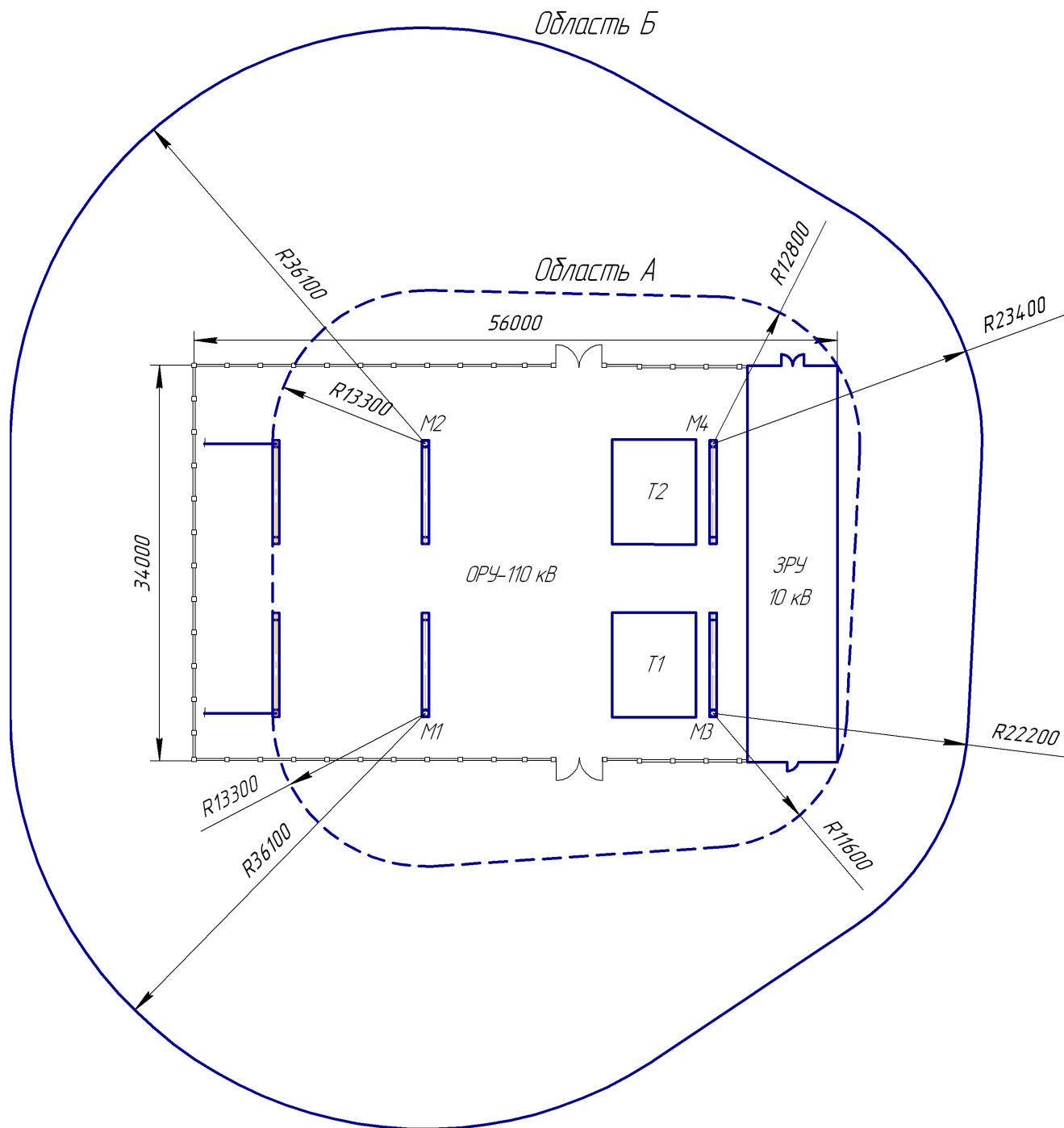


Рисунок 13.4 – Области защиты молниеотводов: А – на уровне защищаемых объектов, Б – на уровне земли

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (13.3)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (13.1) – (13.3), представим в таблице 13.2.

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

13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ

Таблица 13.2 – Расчет параметров молниеотводов

Параметр	M1	M2	M3	M4
r_x , м	13,3	13,3	11,6	12,8
h_x , м	14,0	14,0	6,5	6,5
h , м	24,1	24,1	14,8	15,6
h_0 , м	22,2	22,2	13,6	13,6
r_0 , м	36,1	36,1	22,2	23,4

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формулам

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}. \quad (13.4)$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}. \quad (13.5)$$

Расчетные значения габаритных размеров внутренних областей зоны защиты стержневых молниеотводов, определенные по выражениям (13.4) – (13.5) представим в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Расчет зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов

Параметр	M1-M3	M2-M4	M1-M2	M3-M4
h_{c1} , м	22,2	22,2	22,2	13,6
h_{c2} , м	13,6	14,3	22,2	14,3
r_{01} , м	36,1	36,1	36,2	22,2
r_{02} , м	22,2	23,4	36,2	23,4
h_c , м	17,9	18,3	22,2	14,0
r_c , м	29,2	29,8	36,2	22,8

13.5 Расчёт тока однофазного замыкания на землю

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 13.3.

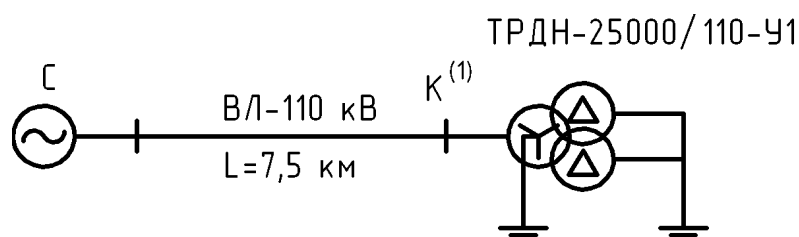


Рисунок 13.3 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3}, \quad (13.6)$$

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}, \quad (13.7)$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 13.4.

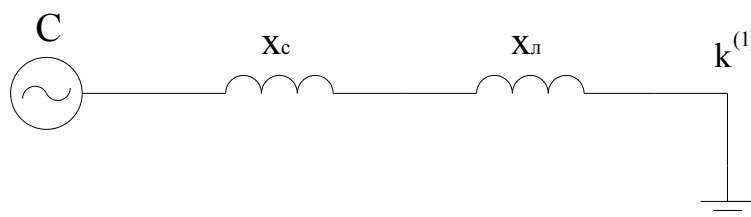


Рисунок 13.4 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 13.5).

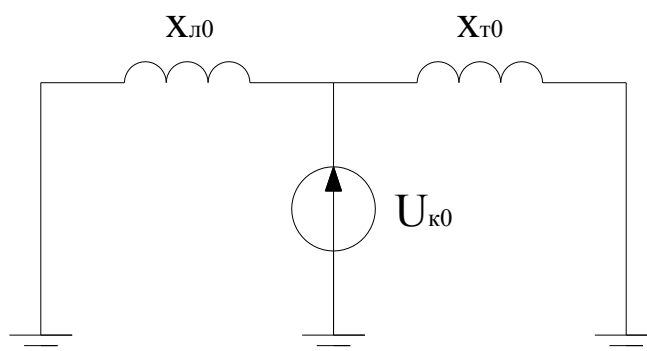


Рисунок 13.5 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопrotивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}. \quad (13.8)$$

Сопrotивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}. \quad (13.9)$$

Результаты расчетов по формулам (13.6) – (13.9) с целью определения величины тока однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ представим в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Определение тока однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ

S_6 , МВ·А	U_6 , кВ	x_c , о.е.	$x_{л1}$, о.е.	$x_{л0}$, о.е.	$x_{т0}$, о.е.	$x_{1\Sigma}$, о.е.	$x_{2\Sigma}$, о.е.	$x_{0\Sigma}$, о.е.	x_3 , о.е.	$I_k^{(1)}$, кА
1000	115	0,42	0,13	0,76	7,88	0,54	0,54	0,69	1,77	8,49

13.6 Расчёт заземления

Расчет заземляющих устройств в установках 110 кВ производится по величине предельно допустимого напряжения прикосновения с учетом характеристик грунта и величины тока однофазного короткого замыкания.

Наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 8,49 кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;

Площадь территории подстанции $S = 1904 \text{ м}^2$;

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 60 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 80 \text{ Ом/м}$;

Время действия релейной защиты выключателя ВЭБ-110-40/1250 УХЛ1:

$t_{рз} = 0,12 \text{ с}$; $t_{об} = 0,07 \text{ с}$.

Расчет

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_{т0}} \right), \quad (13.10)$$

где $x_0 = 0,69 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;

$x_{т0} = 7,88 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

По формуле (13.10) получим $I_3 = 7,75 \text{ кА}$.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						102
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчётная длительность воздействия тока на человека

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в}, \quad (13.11)$$

где $t_{p.з} = 0,12$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;

$t_{o.в} = 0,06$ – время отключения выключателя, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,06 = 0,18 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [59].

Коэффициент прикосновения

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (13.12)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 ;

$L_r = 420$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

$l_B = 5$ – длина вертикального заземлителя, м;

$a = 10$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю;

$S = 1904$ – площадь ОРУ-110 кВ, м².

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (13.13)$$

где $R_q = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом.

По формуле (13.12) с учетом выражения (13.13) получим $K_{II} = 0,09$.

Число вертикальных заземлителей

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_B}. \quad (13.14)$$

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (13.15)$$

Длина полос в расчётной модели

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (13.16)$$

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					103
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Длина вертикальных заземлителей в расчётной модели

$$L_B = l_B \cdot n_B. \quad (13.17)$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (13.18)$$

Определение параметров расчетной модели по формулам (13.14) – (13.18) сведём в таблицу 13.5.

Таблица 13.5

$l_B, \text{ м}$	n_B	$L_T, \text{ м}$	$S, \text{ м}^2$	m	$L'_T, \text{ м}$	$L_B, \text{ м}$	$b, \text{ м}$
5	90	420	1904	4	436	90	14,5

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L'_T}, \quad (13.19)$$

С учетом относительная глубины коэффициент A определяется по формуле

$$\begin{cases} \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1 \\ A = 0,372 - \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \end{cases} \quad (13.20)$$

Расчетная величина напряжения прикосновения определяется по формуле

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_3 \cdot R_3. \quad (13.21)$$

Результаты расчетов по формулам (13.19) – (13.21) представим в таблице 13.6.

Таблица 13.6 – Определение напряжения прикосновения

$L'_T, \text{ м}$	$l_B, \text{ м}$	$t, \text{ м}$	A	$R_3, \text{ Ом/м}$	$K_{п}$	$I_3, \text{ кА}$	$R_3, \text{ Ом}$	$U_{пр}, \text{ В}$
436	5	0,7	0,340	80	0,09	7,75	0,48	334,8

Из данных таблицы 13.6 следует, что расчетное значение напряжения прикосновения не превышает допустимого значения, значит выбор заземляющего устройства произведён верно.

Разр.					13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						104
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

13.7 Пожарная безопасность

По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [61, табл.1, 4], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели VF12-10, трансформаторы собственных нужд ТСКС-40/10 с сухой изоляцией обмоток, залитых эпоксидным компаундом, которые относятся к трудногорючим веществам.

Согласно [62, 63] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения.

Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не должны загружаться выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость. Силовые трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 проектом предусматриваются маслоприемники, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в баке трансформатора.

Фундаменты под маслonaполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов. Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия. Гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

Отходящие от ЗРУ кабельные линии напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвЭКП-10 прокладываются в кабельных траншеях.

В ЗРУ предусматривается два выхода, с самозапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них комплектных шкафов К-129, комплектных компенсирующих устройств УКРМ56, а также устройство УБПВД. Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ.

В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ предусмотрена пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполняется на основе датчиков типа АТП-3М. Вблизи средств связи вывешиваются таблички о порядке действия при пожаре: подача сигнала, вызов пожарной охраны.

Для устранения очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [62]:

1 ОРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					105
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 ЗРУ-10 кВ:

– ящик с песком,
– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями, в составе: багор – 1 шт;
комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

13.8 Освещение ОРУ 110 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ

$$S = L \cdot h, \quad (13.22)$$

где $L = 56,0$ – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

$h = 34,0$ – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

По формуле (13.22) получим $S = 1904 \text{ м}^2$.

Суммарный световой поток определяется по выражению [63]

$$\Phi_{\Sigma} = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (13.23)$$

где $E_n = 10,0$ – нормируемая величина освещённости, лк [6].

$k_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

По формуле (13.23) рассчитаем $\Phi_{\Sigma} = 42840$ лк.

Количество прожекторов необходимое для освещения ОРУ-110 кВ находится по формуле

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{\text{пр}}}, \quad (13.24)$$

где $\Phi_n = 18000$ – световой поток лампы прожектора РКУ37-250-001У1, лм [63].

$\eta = 0,60$ – КПД светильника [63].

С учетом выражения (13.24) принимаем 4 прожектора РКУ37-250-001У1.

Согласно [46, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\text{max}}}{H^2} = 700$, тогда высоту установки прожектора возможно будет найти из условия

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}, \quad (13.25)$$

где $I_{\text{max}} = 16000$ – максимальная сила света, кд.

По формуле (13.25) получаем, что высота установки прожекторов равна 4,8м.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					106
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода.

Расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода позволил разработать схемы внешнего и внутривозовского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривозовское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки К-129, которые снабжены вакуумными выключателями VF-10, трансформаторами тока ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАЛИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвЭКП-10 следующих сечений: 70, 95, 150, 240 мм². Все электрооборудование выбрано с учётом перегрузочной способности в послеаварийных режимах, а также с учетом динамической и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для нормализации показателей качества электрической энергии внедрены фильтрокомпенсирующие устройства.

Произведён расчет уставок и выбор устройств релейной защиты и автоматики синхронного двигателя СТД-2000 с применением микропроцессорных терминалов Seram.

Безопасность жизнедеятельности рассмотрена на примере главной понизительной подстанции, кроме того выполнены расчеты молниезащиты, защитного заземления и освещения.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					107
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Российский шинопровод КЛМ. Каталог. – http://klmengineering.ru/upload/iblock/578/klm_busbar_2019.pdf.

2 Шинопроводы модельного ряда Eaton. – <http://www.eaton.ru/EatonRU/ProductsServices/Electrical/PowerDistributionMonitoring/Busbars/index.htm>.

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 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 136 с.

7 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М.: Колос, 2007. – 464с.

8 Масляные трансформаторы серии ТМГ. – <https://alageum.com/ru/katalog/transformatory/tmg-25-2500-6-10-kv>

9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

10 Каталог продукции. Трансформаторно-реакторное оборудование. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>.

11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>.

12 Номенклатурный каталог ООО «Тольяттинский трансформатор. – http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf.

13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

14 Вакуумные выключатели ВБЭТ 35 кВ. – http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_35/vikl_vbet/.

15 Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35 – 220 кВ. – http://www.zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf.

16 Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. – <https://www.ramenergy.ru/products>.

17 Ограничители перенапряжений для сетей 3-750 кВ. – <https://opnzeu.ru/opn/>

18 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					108
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

19 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-ul-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyyu.

20 Заземлитель нейтрали силового трансформатора. – https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/zazemliteli/zon-110-kv.

21 Тарифы на электрическую энергию в городе Тула. – [https://energybase.ru/tariff/tula/2019?TariffSearch\[type_id\]=1](https://energybase.ru/tariff/tula/2019?TariffSearch[type_id]=1).

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

23 Инфляция на потребительском рынке. Департамент исследований и информации. Центральный банк РФ. – http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=macro_sub.

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

25 Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный стальной проволокой АПВЭКП. – https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvekr_ugcable/.

26 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для дипломного и курсового проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

27 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 47 с.

28 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

29 Вакуумный выключатель 10 кВ серии VF12. Руководство по эксплуатации. – http://www.elteh.ru/upload/iblock/6ff/Operating_manual_VF12.pdf.

30 Камеры КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/.

31 Трансформаторы тока литые проходные ТЛП. – <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/transformatory-izmeritelnye-visokovoltne>.

32 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.

33 Шинные трансформаторы тока ТШЛ-0,66. – http://www.cztt.ru/TSHL_066.html

34 Низковольтное электрощитовое оборудование. Распределительные панели ЩО-70. – <http://energo-zavod.ru/catalog/raspredelitelnye-paneli-shcho-70-shcho-9-1.html>.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					109
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

35 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства. – <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72069240/>.

36 Комплектные распределительные устройства 6(10) кВ К-129 «Оптима». – <http://moselectro.ru/upload/iblock/f76/f76262b55f86f4062a1b069fcf5d96d4.pdf>.

37 Разъёмный трансформатор тока для защиты. – http://www.cztt.ru/tzrl_zashita.html.

38 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НА-ЛИ-СЭЩ-10. – https://electroshield.ru/upload/iblock/db8/re_nali_electroshield.ru.pdf.

39 Комплектные трансформаторные подстанции. – https://www.kontaktor.ru/ktr_nku/detail_page.php?ID=170.

40 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoproov2007.pdf.

41 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

42 Каталог. Электроприводная техника. – <http://www.vniir.ru/ept/ubpvd-vc/>.

43 Приложение «Индексы изменения сметной стоимости на III квартал 2019 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 09.10.2019 г. №38021-юг/09.

44 Каталог продукции ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <https://www.ukkz.com/ru/catalog>.

45 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

46 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.

47 Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.

48 Осорин, М. Smart Grid: мнение экспертов / М. Осорин // «ЭнергоРынок». – 2010. – № 6. – С. 23–26.

49 Волобуев, В.В. Что такое Smart Grid? Каковы перспективы развития технологий Смарт Грид в России? / В.В. Волобуев // Практика энергоэффективности. – <http://www.rsci.ru/sti/3755/208683.php>

50 Егоров, В. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе / В. Егоров, С. Кужеков // «ЭнергоРынок» – 2010. – № 6. – С. 27–33.

51 Гуревич, В.И. Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы? / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок – 2010. – № 6. – С. 19–24.

52 Кобец, Б.Б. Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова // Энергетическая политика – 2009. – № 6. – С. 14–16.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					110
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

53 Руководство по эксплуатации Sepam серии 80. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/download/document/SEPED303003RU/>.

54 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.

55 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Минтруд России, 2013. – 45 с.

56 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

57 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.

58 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

59 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

60 ГОСТ 12.1.030-87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 16 с.

61 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

62 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 38 с.

63 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

	Разр.				13.03.02.2020.855.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					111
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		