

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

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН  
Рецензент

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись, место для печати)

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова

(подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Электроснабжение завода крупных металлоконструкций

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
к.т.н., доцент

Руководитель проекта  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

\_\_\_\_\_ Х.К. Харасов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по экономике  
к.т.н., доцент

Автор проекта  
Студент группы П-475

\_\_\_\_\_ Е.Ж.  
\_\_\_\_\_ Васильев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

\_\_\_\_\_ И.А.  
\_\_\_\_\_ Литвинов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ В.Ф.  
\_\_\_\_\_ Бухтояров  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Челябинск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет.

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента  
Литвинова Игоря Анатольевича

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжения завода крупных металлоконструкций

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017г. № 835

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2017г.

3 Исходные данные к работе

Из исходных данных кафедры ЭССиСЭ

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

Введение

Краткие сведения об объекте электроснабжения

Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений

1 Расчёт электрических нагрузок

2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций

3 Выбор напряжения схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции

4. Внешнее электроснабжение предприятия

5 Система внутризаводского электроснабжения

6 Расчет токов короткого замыкания

7 Выбор электрооборудования

8 Компенсация реактивной мощности

9 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС

10 Защита воздушной линии и трансформатора ТМГ 160

11 Экономическая часть проекта

12 Безопасность жизнедеятельности

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

1 План генеральный литейно-механического завода

2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3 Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ

4 Плакат по релейной защите

5 Плакат по экономике

6 Плакат по БЖД

Всего 6 листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	Е.Ж. Васильев		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ (подпись)

Х.К. Харасов

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

И.А. Литвинов

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Введение	01.02.2017-02.02.2017	
Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	02.02.2017-04.02.2017	
Краткая характеристика о технологическом процессе завода металлоконструкций	04.02.2017-06.02.2017	
Расчет электрических нагрузок	06.02.2017-15.02.2017	
Выбор цеховых трансформаторов подстанций	15.02.2017-27.02.2017	
Выбор напряжения схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции	27.02.2017-05.03.2017	
Внешнее электроснабжение предприятия	05.03.2017-15.03.2017	
Система внутризаводского электроснабжения	15.03.2017-25.03.2017	
Расчет токов короткого замыкания	25.03.2017-05.04.2017	
Выбор электрооборудования	05.04.2017-12.04.2017	
Компенсация реактивной мощности	12.04.2017-20.04.2017	
Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	20.04.2017-30.04.2017	
Защита воздушной линии и трансформатора ТМГ 160	13.05.2017-17.05.2017	
Экономическая часть проекта	05.05.2017-13.05.2017	
Безопасность жизнедеятельности	13.05.2017-20.05.2017	
Заключение	20.05.2017-23.05.2017	
Библиографический список	23.05.2017-25.05.2017	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Х.К. Харасов

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.А. Литвинов

(И.О. Фамилия)



## АННОТАЦИЯ

Литвинов И.А. Электроснабжение завода крупных металлоконструкций – Челябинск, ЮУрГУ, Э; 2017, 134 с, 37 ил., 42 табл., библиогр. список – 23 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В данной работе на основе технико-экономического сравнения двух вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения, обеспечивающей надежное снабжение завода по изготовлению крупных металлоконструкций. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки для предприятия, выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Генплан завода и полная принципиальная схема представлена в графической части

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ						
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение завода крупных металлоконструкций			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Литвинов			В				К	Р	3	134
Пров.	Харасов			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»							
Н. контр.	Аверина										
Утв.	Кирпичникова										



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ЗАВОДА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ.....	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА.....	12
1.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно – механическому цеху.....	12
1.2 Расчет электрических нагрузок по заводу.....	16
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок завода.....	22
Выводы по разделу один.....	23
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ЗАВОДА.....	25
Выводы по разделу два.....	28
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	31
Выводы по разделу три.....	33
4 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	34
4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения.....	34
4.2 Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода. 34	
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	36
Выводы по разделу четыре.....	41
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ....	42
5.1 Выбор напряжения.....	42
5.2 Построение схемы электроснабжения.....	42
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	42
5.4 Техничко-экономические показатели сравниваемых схем внутреннего эл- снабжения.....	42
5.5 Расчет питающих линий.....	48
Выводы по разделу пять.....	48
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	51
Выводы по разделу шесть.....	60
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	62
7.1 Выбор комплектного токопровода, соединяющего ГПП с ячейками РУ НН ГПП.....	62
7.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП....	63
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	66
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	69

7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, на вводах цеховых ТП.....	70
7.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	72
7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	73
7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП.....	74
Выводы по разделу семь.....	51
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	52
Выводы по разделу восемь.....	60
9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС.....	61
Выводы по разделу девять.....	63
10 ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ И ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ 160.....	64
10.1 Организация защиты.....	64
10.2 Защита трансформатора.....	92
10.2.1 Защита от перегрузки.....	92
10.2.2 Чувствительность защиты от перегрузки как резервной защиты.....	96
10.3 Селективная токовая отсечка.....	96
10.3.1 Ток срабатывания селективной токовой отсечки.....	96
10.3.2 Время срабатывания селективной токовой отсечки.....	97
10.3.3 Чувствительность селективной токовой отсечки.....	97
10.4 Мгновенная токовая отсечка.....	98
10.4.1 Ток срабатывания $I_{iQ1}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий.....	98
10.4.2 Проверка чувствительности.....	99
10.5 Защита воздушной линии напряжением 10 кВ.....	99
10.5.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени.....	99
10.5.2 Мгновенная токовая отсечка.....	101
Выводы по разделу 10.....	103
11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СРАВНИВАЕМЫХ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	104
11.2 SWOT анализ.....	108
11.3 Поле сил Курта Левина.....	109
Выводы по разделу одиннадцать.....	109
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	110
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции.....	110
12.1.1 Обоснование местоположения подстанции.....	110
12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции.....	110
12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле.....	114
12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве.....	115
12.1.5 Окраска токоведущих частей.....	115
12.1.6 Перечень защитных средств.....	115
12.1.7 Требования к устройству дверей.....	117

12.2	Электробезопасность.....	117
12.2.1	Установка заземляющих ножей и система блокировки.....	118
12.2.2	Требования прокладки заземления на ОРУ.....	119
12.2.3	Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства.....	119
12.3	Расчет освещения открытого распределительного устройства.....	125
12.4	Пожарная безопасность.....	127
12.4.1	Категория пожарной опасности.....	127
12.4.2	Пожарная безопасность трансформатора.....	128
12.4.3	Пожарная безопасность ОПУ.....	129
12.5	Расчет молниезащиты подстанции.....	130
	Выводы по разделу двенадцать.....	132
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	133
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	134

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией [1, 1.2.5]. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям:

- обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей;
- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии;
- быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании;
- иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

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

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов.

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

## КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ЗАВОДА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

Завод металлоконструкций специализируется на выполнении всех видов работ по выпуску металлоконструкций промышленного и общегражданского назначения.

Технический процесс производство металлоконструкций предусматривает полную и последовательную обработку металлопроката от поступления его на территорию завода и до поставки готовый изделий на стройплощадку.

Производственно-технический отдел осуществляет проектирование изделий, разрабатывает раскройные карты, готовит технологию и технологические указания, определяет объём материалов, как основных, так и вспомогательных, для производства изделий. Так же осуществляет контроль за ходом производства. Прежде всего поступающий на завод металлопрокат проходит строгий входной контроль, при котором проверяется его количество и качество. В частности проверке подлежит наличие маркировки, сертификатов и их соответствие. Простая порезка, например, профильного металлопроката производится на полуавтоматических ленточных пилах, для раскроя толстолистового проката на полосовые заготовки сварных балок существуют газорезательные машины продольной резки.

В арсенале завода металлоконструкций имеется стандартный набор оборудования, гильотинные ножницы различных типоразмеров, кузнечно-прессовое оборудование. При необходимости заготовки проходят обработку и в кузнечном участке, где разогретые до требуемой температуры, на мощном оборудовании они приобретают необходимую форму.

При повышенных требованиях к заготовке в отношении качества её поверхности, точности размеров или функциональном назначении изделия обработка заготовок производится и на механическом участке. Заготовки и детали перед отправкой в сборочный цех проходят заключительную технологическую операцию-правку листовых заготовок длиной до 12 м. на многовалковых машинах, правку профильного металлопроката на 400 тонном прессе, очистку резов от окалины, заусенцев и т.д.

Для завода процесс изготовления не заканчивается погрузкой изделий на транспорт. Осуществляется и доставка изделий. Обладание грузовым автопарком, позволяет доставлять изделия заказчику собственными силами.

Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты, преимущественно все они трехфазные. Помимо низковольтной нагрузки, имеется 8 синхронных двигателей с установленной мощностью 1000 и 630 кВт и 4 асинхронных двигателей с установленной мощностью 400 кВт и номинальным напряжением 10кВ. Потребители цеха имеют 1, 2 и 3 категорию надежности электроснабжения. Электроприёмники допускают перерыв электроснабжения на время переключения АВР или ручных переключений, проводимых оперативным персоналом.

На территории завода металлоконструкций присутствуют следующие цеха и участки:

1 Кислородная станция –предназначена для производства кислорода посредством его отделения от других компонентов воздуха. Имеются электроприемники, относящиеся к I категории по надежности электроснабжения.

2 Насосная станция –комплексная система для перекачки жидкостей из одного места в другое, включает в себя здание и оборудование: насосные агрегаты (рабочие и резервные) — насосы, трубопроводы и вспомогательные устройства (например, трубопроводную арматуру).Имеются электроприемники, относящиеся ко II категории по надежности электроснабжения.

3 Компрессорная – стационарная или подвижная установка, предназначенная для получения сжатых газов. Имеются электроприемники, относящиеся ко II категории по надежности электроснабжения.

4 Заготовительный цех– цех, производящий заготовки для последующей их обработки в основных цехах . Имеются электроприемники, относящиеся ко II категории по надежности электроснабжения.

5 Маляропокрасочный цех – предназначен для покраски конструкций и готовых изделий.Имеются электроприемники, относящиеся ко II категории по надежности электроснабжения.

6 Сварочный цех 1,2 – предназначен для изготовления сварных деталей.Имеются электроприемники, относящиеся ко II категории по надежности электроснабжения.

7 Ремонтно-механический цех – предназначен для обслуживания различного промышленного оборудования. В данном цехе установлено оборудование, относящееся к III категории.

8 Теплопункт – комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплопотребления, преобразование, регулирование параметров теплоносителя и распределение теплоносителя по видам потребителей.Имеются электроприемники, относящиеся к третьей категории по надежности электроснабжения.

9 Склад, склад ремонтно-механического цеха, склад готовой продукции – среда внутри здания чистая. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

10 Склад химических реактивов - среда внутри здания чистая. Все электроприемники относятся к II категории по надежности электроснабжения.

11 Заводоуправление административный орган, ведающий всем производством завода. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

12 Цех опор линий электропередач – среда внутри здания чистая. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

13 Гараж – предназначен для стоянки и ремонта транспорта. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

## СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Вакуумный выключатель в энергетике – это высоковольтный коммутационный аппарат для выполнения операций включения и отключения электрического тока в рабочем и аварийном режиме – режиме короткого замыкания. При этом средой гашения дуги является вакуум.

Сегодня доля вакуумных выключателей в высоковольтных электрических сетях в Китае составляет 100%, в Европе — более 65%, в нашей стране приближается к цифре в 60% от всех изготавливаемых коммутационных устройств на средние напряжения.

Безусловными достоинствами вакуумных выключателей являются:

- Высокая эксплуатационная надежность. Плотность отказов вакуумных выключателей ниже на порядок по сравнению с традиционными выключателями (масляными, электромагнитными);

- Высокая коммутационная износостойкость и сокращение расходов по обслуживанию. Без ревизий и ремонтов число отключений рабочих токов вакуумным выключателем достигает 20 тысяч, а отключений токов КЗ составляет 20 — 200 в зависимости от значений токов и типа выключателя. На масляных же выключателях ревизия проводится после 500 — 100 отключений в рабочем режиме и 3 — 10 отключений токами КЗ. Для воздушных выключателей это соответственно 1000-2500 и 6-15 отключений.

- Быстродействие и увеличенный механический ресурс. Главная причина этого ход контактов дугогасительной вакуумной камеры составляет не более 6 — 10 мм, против 100 — 200 мм в масляных и электромагнитных конструкциях, поскольку прочность вакуума на электрический пробой значительно превосходит электрические прочности масляной и воздушной дугогасительных сред;

- Автономность работы. Вакуумная дугогасительная камера не нуждается в пополнении дугогасящей среды, что снижает, в том числе, расходы на эксплуатацию вакуумного выключателя.

- Безопасность и удобство эксплуатации. При одинаковых номинальных параметрах коммутируемых токов и напряжений, масса вакуумного выключателя значительно ниже чем у других типов выключателей. А малая энергия привода, небольшие динамические нагрузки и отсутствие утечки газов, масла обеспечивает бесшумность работы, экологическую безопасность и высокую пожарную и взрывобезопасность, возможность работы в средах с высокой агрессивностью.

Для сравнения были выбраны вакуумные выключатели:

ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 произведённый компанией ЗАО «ГК «Электроцит» ТМ Самара» – высокотехнологичная производственная компания, с семидесятилетней историей и безупречной репутацией, крупнейший отечественный производитель электротехнического оборудования 0,4-220 кВ.

По данным экспертов "Всероссийского электротехнического института имени В.И. Ленина", ориентировочный охват электротехнического рынка России и СНГ компанией приближается по ряду направлений к трети объема [1].

Evolis-10-1250 произведён крупной французской машиностроительной компанией Schneider Electric (транслитерируется на русский язык как «Шнейдер Электрик»), обеспечивающая разработку и производство решений в области управления электроэнергией, а также комплексных энергоэффективных решений для энергетики и инфраструктуры, промышленных предприятий, объектов гражданского и жилищного строительства, центров обработки данных [2].

Каталожные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики вакуумных выключателей

Наименование выключателя	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000	EVOLIS-10-1250
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1000	1250
Номинальный ток отключения, кА	20	31,5
Номинальный ток включения(амплитудное значение), кА	20(52)	31,5(80)
Ток электродинамической стойкости, кА	52	80
Собственное время включения, мс, макс.	50	65
Собственное время отключения, мс	30	50
Ресурс по механической стойкости, циклов ВО	25000	10000
Масса, кг	69	51
Ширина, мм	540	470
Высота, мм	670	535
Толщина, мм	451	429

При выполнении выпускной квалификационной работы был принят к установке выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 производства компании ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» по нескольким причинам:

1 Ток короткого замыкания на СШ 10 кВ ГПП равен 9,115 кА, что в 2 раза меньше номинального тока отключения/включения выключателя. Поэтому, тот фактор, что выключатель компании Schneider Electric имеет большие амплитудные значения токов, не влиял на выбор оборудования.

2 Собственное время отключения/включения выключателя компании ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» значительно меньше, что оказывает положительное влияние на отстройку релейной защиты.

3 В результате падения курса рубля по отношению к доллару, произошло удорожание цен на продукцию иностранных компаний, в итоге оборудование Российского производителя выходит дешевле, что немаловажно в данной экономической ситуации.

4 Удобство в ремонте, т.к. поставлять комплектующие оборудования, которое производится на территории страны дешевле и быстрее, чем оборудование зарубежного производства, что немаловажно при внеплановых ремонтах.



# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА

## 1.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно – механическому цеху

Согласно исходным данным, необходимо рассчитать электрическую нагрузку поремонтно – механическому цеху. Суммарная установленная мощность электроприемников  $i$ -го типа находится по формуле:

$$P_n = \sum_{i=1}^m n_i P_{ni}$$

где  $n_i$  – число электроприемников  $i$ -го типа;

$P_{ni}$  – номинальная мощность одного электроприемника  $i$ -го типа.

Расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода, могут быть найдены по формулам [3, 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_p = K_p \sum_{i=1}^m K_{ni} P_{ni} \tag{1.1}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_p = 1,1 \sum_{i=1}^m K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i \text{ при } n_3 \geq 1 \\ Q_p = \sum_{i=1}^m K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i \text{ при } n_3 < 1 \end{array} \right.$$

где  $n_3$  – число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинпроводу данного участка цеха;

$K_p$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [4, таблица 1.4] в зависимости от  $n_3$  и  $K_n$ ;

$K_{ni}$  – коэффициент использования электроприемников  $i$ -го типа, который находится по [4, табл.4-9].

$\operatorname{tg} \varphi_i$  – средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности  $\cos \varphi_i$ , который находится по [4, табл.4-9].

Эффективное число электроприемников  $n_3$  для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода. Согласно [3]:

$$n_3 = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{ni} P_{ni})^2}{\sum_{i=1}^m K_{ni}^2 P_{ni}^2}, \quad (1.2)$$

Средневзвешенный коэффициент использования найдем по формуле [3, 2.8]:

$$K_i = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{ni} P_{ni})}{\sum_{i=1}^m P_{ni}},$$

По [4, табл.1.4] по рассчитанным  $n_3$  и  $K_i$  находим  $K_p$ .

Расчетные полную мощность и ток найдем по известным формулам:

$$S_p = \sqrt{Q_p^2 + P_p^2},$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{НОМ}}, \quad (1.3)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Согласно исходным данным, в сварочном отделении ремонтно-механического цеха имеются однофазные электроприемники. Для уменьшения влияния однофазных электроприемников на коэффициенты прямой и обратной последовательности распределим однофазные электроприемники по фазам так, чтобы они были загружены равномерно, насколько это возможно.

Для однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, найдем приведенные к соответствующим фазам установленные мощности по формулам[3]:

$$P_{ni.m} = P_{ni.mn} k_{mn(m)i}, \quad P_{ni.n} = P_{ni.mn} k_{mn(n)i},$$

$$Q_{ni.m} = P_{ni.mn} k_{mn(m)i}, \quad Q_{ni.n} = P_{ni.mn} k_{mn(n)i},$$

где  $P_{ni.m}$  и  $Q_{ni.m}$  – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейные напряжения  $m$ , приведенные к фазе  $m$ ;

$P_{ni.n}$  и  $Q_{ni.n}$  – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейные напряжения  $m$ , приведенные к фазе  $n$ ;

$P_{ni.mn}$  – номинальная мощность электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейное напряжение  $m$ , которая находится по формуле (1.1);

$k_{mn(m)i}$  – коэффициент приведения активной мощности электроприемников

i-го типа, подключенных на линейное напряжение  $mn$ , к фазе  $m$  [3]:

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{i.mn},$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{i.mn}$  – коэффициент реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейное напряжение  $mn$ .  $\operatorname{tg} \varphi_{i.mn}$  в зависимости от типа электроприемника и его коэффициента мощности  $\cos \varphi_{i.mn}$  находится по [4, табл.4-10];

$k_{mn(n)i}$  – коэффициент приведения активной мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейное напряжение  $mn$ , к фазе  $n$  [3]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{i.mn},$$

где  $q_{mn(m)i}$  – коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейное напряжение  $mn$ , к фазе  $m$  [3]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{i.mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}},$$

где  $q_{mn(n)i}$  – коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, подключенных на линейное напряжение  $mn$ , к фазе  $n$  [3]:

$$q_{mn(n)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{i.mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}},$$

Значения  $\cos \varphi$  и  $\operatorname{tg} \varphi$  берём из [4, табл. 4-9].

Далее для однофазных электроприемников, подключенных как на линейные, так и на фазные напряжения, находятся средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз по формулам:

$$P_{ci,m} = K_{ui} \cdot P_{ni,m},$$

$$Q_{ci,m} = K_{ui} \cdot Q_{ni,m},$$

Значение  $K_{ui}$  берём из [4, табл. 4.9].

Результаты расчёта для всех электроприемников (средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз), представлены в таблице 1.1.

В строке «Итого по однофазным электроприёмникам» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприемниками.

Таблица 1.1

Расчет нагрузок по цеху заканчивается расчетом электрических нагрузок на шинах цеховой ТП. В отличие от предыдущих расчетов, расчетная реактивная мощность находится по формуле [3, 3.2.8.]:

$$Q_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^m K_{ui} \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (1.4)$$

Расчетная активная мощность также считается по формуле (1.1). При расчете по формулам (1.1) и (1.4) коэффициент  $K_p$  берется по [4, табл.1.4] в зависимости от средневзвешенного  $K_u$  и  $n_s$ . также находится по формуле (1.2), однако при этом используются установленные мощности всех электроприемников, установленных в РМЦ.

Результаты расчета приведены в таблице 1.2.

## 1.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Для остальных цехов завода в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприемников  $P_n$ , эффективное число электроприемников  $n_s$ , средневзвешенные по цеху коэффициент использования  $K_u$  и коэффициент мощности  $\cos \varphi$ . Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по несколько преобразованной формуле (1.1):

$$P_{p.cил} = K_p \cdot K_u \cdot P_n.$$

Расчетная реактивная мощность силовой нагрузки определяется по формуле:

$$Q_{p.cил} = K_p \cdot K_u \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

Результаты расчета представлены в таблице 1.3.

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной или иной поверхности пола с учетом коэффициента спроса [3]:

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_u,$$

$$Q_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_u \cdot \operatorname{tg} \varphi_o,$$

где  $K_{c.o}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки.

Определяется по [4, табл.4.10].

$P_{y.o}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [4, табл. 4.16].

Таблица 1.2

Продолжение 1.2

Окончание 1.2



Таблица 1.3

Окончание 1.3

$F_u$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>. Определяется графическим путем по исходным данным.

$\operatorname{tg} \varphi_o$  – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света,  $\operatorname{tg} \varphi_o = 1,02$ .

Результаты расчета осветительной нагрузки представлены в таблице 1.3.

Расчетная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле (1.3) и по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.cul} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.cul} + Q_{p.o})^2},$$

Результаты расчетов полной расчетной мощности и расчетного тока, а также расчета осветительной нагрузки для освещения территории предприятия, представлены в таблице 1.3.

В качестве высоковольтной нагрузки представлены синхронные и асинхронные двигатели. Расчетная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки находятся по аналогичным формулам.

### 1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок завода

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

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам [4]:

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

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}, \alpha_{ei} = 360 \cdot \frac{P_{p.ei}}{P_{pi}}, \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}},$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{p.ni}$ ,  $P_{p.ei}$ ,  $P_{p.oi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблиц 1.2 и 1.3;

Масштаб  $m$  найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой  $P_{p.min}$  должен быть равен  $r_{min}=5\text{ мм}$ . Тогда масштаб  $m$  находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2},$$

Тогда расчетная мощность по цеху определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.vi} + P_{p.oi},$$

Результаты расчетов приведены в таблице 1.4

Центр электрических нагрузок завода является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) завода, координаты которого находятся по выражениям [4]:

$$\left. \begin{aligned} X_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \\ Y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \end{aligned} \right\}$$

где  $X_i, Y_i$  – координаты центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха.

Выводы по разделу один

В данном разделе, был произведён расчёт электрических нагрузок однофазных и трёхфазных электроприёмников, а также расчёт нагрузок по всему заводу. Поскольку на заводе отсутствуют цеха с грязной средой, разместим ГПП завода недалеко от центра электрических нагрузок без учета розы ветров.

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок завода.

№	Наименование цехов	$P_{pi}$ , кВт	$P_{p.ni}$ , кВт	$P_{p.vi}$ , кВт	$P_{p.oi}$ , кВт	$Y_{i}$ , м	$X_{i}$ , м	$R_{i}$ , мм	$\alpha_{ni}$ , град	$\alpha_{vi}$ , град	$\alpha_{oi}$ , град
1	Кислородная станция	2121,77	211,05	1890	20,72	133,0 0	820,8 0	53,40	35,81	320,68	3,52
2	Склад химических реактивов	18,58	12,50	0	6,08	22,80	725,8 0	5,00	242,20	0,00	117,80
3	Насосная станция	2142,01	216,00	1920	6,01	159,6 0	729,6 0	53,65	36,30	322,69	1,01
4	Склад готовой продукции	192,22	117,88	0	74,34	60,80	657,4 0	16,07	220,77	0,00	139,23
5	Склад	58,51	48,60	0	9,91	273,6 0	657,4 0	8,87	299,03	0,00	60,97
6	Компрессорная	3928,96	716,80	3200	12,16	212,8 0	649,8 0	72,66	65,68	293,21	1,11
7	Маляропокрасочный цех	1885,39	1722,00	0	163,39	79,80	558,6 0	50,33	328,80	0,00	31,20
8	Цех опор линий электропередач	3937,39	3775,20	0	162,19	353,4 0	528,2 0	72,74	345,17	0,00	14,83
9	Сварочный цех 1	3539,11	3273,60	0	265,51	79,80	399,0 0	68,96	332,99	0,00	27,01
10	Сварочный цех 2	3207,97	2889,60	0	318,37	353,4 0	288,8 0	65,66	324,27	0,00	35,73
11	Заготовительный цех	4096,09	3825,47	0	270,62	79,80	197,6 0	74,19	336,22	0,00	23,78
12	Гараж	114,91	98,35	0	16,56	486,4 0	133,0 0	12,43	308,12	0,00	51,88
13	Ремонтно-механический цех	682,72	619,65	0	63,07	361,0 0	102,6 0	30,29	326,74	0,00	33,26

13.03.02.  
2017.246  
00.00 ПЗ

	14 Теплица	144,04	108,00	0	36,04	79,80	15,20	13,91	269,93	0,00	90,07
	15 Теплопункт	82,31	76,00	0	6,31	148,20	15,20	10,52	332,40	0,00	27,60
М ЭИ	16 Заводоуправление	98,75	82,00	0	16,75	247,00	11,40	11,52	298,94	0,00	61,06
М Л	17 Склад ремонтно-механического цеха	74,42	54,60	0	19,82	387,60	22,80	10,00	264,12	0,00	95,88
М К О Д Э Н	Итого	26325,15	17847,30	7010	1467,85	195,72	471,34	188,08	244,06	95,86	20,07

М  
ЭИ  
М  
Л  
М  
К  
О  
Д  
Э  
Н  
Г  
И  
Ш  
ГО  
П  
в.г  
в.г

13.03.02.  
2017.246  
.00.00 ПЗ

Л  
И  
24

## 2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ЗАВОДА

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. [4, 4.5]

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. [6, табл. 6.4.7]

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{эт}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в [6] и представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и  $\sigma$

Плотность электрической нагрузки цеха $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... выше
$S_{эт}$ , кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где  $\sigma$  – удельная плотность нагрузки, кВА/м<sup>2</sup>;

$S_p$  – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ; кВА;

$F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Не всегда получается выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на заводе и ряда других факторов.

Например, принимаем решение об объединении склада готовой продукции ( $F_{ц}=9530,4$  м<sup>2</sup>,  $S_p=319,33$  кВА) и маляропокрасочного цеха ( $F_{ц}=15710,72$  м<sup>2</sup>,  $S_p=2383,47$  кВА), цеховая ТП будет установлена в маляропокрасочном цехе. Полная расчетная нагрузка цехов  $S_p=2692,84$  кВА, площадь цеха, где будет установлена ТП  $F_{ц}=15710,72$  м<sup>2</sup>, категория по надежности электроснабжения – третья и вторая.

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

По формуле (2.1), используя предыдущие данные расчета электрических нагрузок, получим:

$$\sigma = \frac{2383,47}{15710,72} = 0,15 \text{ кВА/м}^2.$$

То есть в соответствии с таблицей 2.1 мы должны принять единичную мощность трансформаторов 1000 кВА.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. В данном курсовом проекте будем считать, что для питания потребителей первой и второй категорий применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $K_{зд}=0,7$  и  $K_{зд}=0,8$  соответственно, а для питания потребителей третьей категории – однострансформаторные подстанции с  $K_{зд}=0,95$ .

Согласно [6] количество трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности определяется по формуле:

$$N_{т.мин}^{\ominus} = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{нт}^{\ominus}} + \Delta N_T$$

где  $N_{т.мин}^{\ominus}$  – количество трансформаторов цеховой ТП;

$P_p$  – расчетная нагрузка ТП от потребителей 0,4 кВ;

$S_{нт}^{\ominus}$  – экономически целесообразная мощность одного трансформатора.

Мощность одного трансформатора находим по формуле:

$$S_{н.м} \geq \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot N_{м.мин}^h},$$

где  $N_{м.мин}^h$  – минимальное число трансформаторов по условию надежности электроснабжения.

По [6] принимаем для установки в цеховую ТП два трансформатора типа ТМЗ номинальной мощностью 1000 кВА.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения завода в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле:

$$Q_{1p} = \sqrt{(n_i \cdot K_{з.д} \cdot S_{н.м})^2 - P_p^2},$$

где  $n_i$  – число трансформаторов цеховой ТП.

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28



Если наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить, выше значения расчетной реактивной мощности цеховой ТП, то реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  согласно [4] принимается равной расчетной  $Q_1=Q_p$ . В этом случае мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на стороне 0,4 кВ цеховой ТП, определяется по формуле:

$$Q_k = Q_p - Q_1$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах могут быть найдены согласно [4] по формулам:

$$K_{з.т.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{н.т.}}$$

$$K_{з.т.п} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{н.т.}}$$

Параметры холостого хода и короткого замыкания для трансформатора ТМЗ-1000, взятые из [4] приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры холостого хода и короткого замыкания ТМЗ-1000 кВА

$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_k$ , %
1,9	10,8	1,2	5,5

Полная мощность, потребляемая трансформаторами, находится по выражению:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2};$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах можно найти по известным формулам:

$$\begin{aligned} \Delta P \\ (\dot{i}_{xx} + (K_{з.н})^2 \cdot \Delta P_{кз}), \\ \Delta P_m = n_i \cdot \dot{i} \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} I \\ \frac{n_i \cdot S_{н.т.}}{100} \cdot (\dot{i}_{xx} + (K_{з.н})^2 \cdot U_k), \\ \Delta Q_m = \dot{i} \end{aligned}$$

Полная мощность, потребляемая ТП-3 и ТП-4 из сети внутривозовского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{p.ТП-3,4} = \sqrt{(P_{p.ТП-3,4})^2 + (Q_{p.ТП-3,4})^2}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 2.4.

Поскольку трансформаторы цеховых ТП расположены в цехах, и никаких ограничений к установке масляных трансформаторов не имеется – цеха пожаробезопасны, то принимаем к установке трансформаторы типа ТМЗ.

В проекте предусмотрено питание некоторых цехов от соседней трансформаторной подстанции, для этого в таких цехах установлены низковольтные распределительные пункты. Также считается, что установка низковольтных распределительных пунктов в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение:

$$S_p \leq \frac{1}{l} 5000 \text{ кВА м}$$

где  $S_p$  – полная расчетная нагрузка цеха с НРП, кВА;

$l$  – расстояние от низковольтного распределительного пункта цеха до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Проверка выполнения соотношения

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_p$ , кВА	$l$ , м	$S_{pl}$ , кВА м
2	1	31,31	130,30	4078,80
5	2	102,35	43,04	4405,10
4	3	319,33	44,00	14050,50
16	4	174,98	58,34	10206,20
16	5	127,24	56,00	7125,40
15	6	98,20	45,20	4438,64
15	7	160,20	74,30	11904,78

Выводы по разделу два

В этом разделе была рассчитана мощность цеховых трансформаторов и их количество, а также выбран тип трансформаторов.

Таблица 2.4 – Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов	Категория	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	σ, кВа/м <sup>2</sup>	S <sub>эт</sub> , кВА	Тип тр-ров	K <sub>з.т.доп</sub>	N <sub>эт.мин.</sub>	ΔN <sub>т.мин</sub>	N <sub>т.мин</sub>	m	N <sub>т.опг</sub>	S <sub>т.ном</sub> , кВА	N <sub>тп</sub>	Q <sub>1р</sub> , кВАр	Q <sub>1</sub> , кВАр	Q <sub>кy</sub> , кВАр	K <sub>з.т.н</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ТП-1																				
1) Кислородная станция	1	231,8	179,4	293,1	1 992,7	0,1	1000	ТМЗ	0,7	0,3	0,7	1	0	1	250	2	262,2	179,4	0,0	0,59
ТП-2, НРП-1																				
2) Склад химических реактивов	2	18,6	25,2	31,3	779,8	0,0														
3) Насосная станция	2	222,0	140,1	262,5	577,6	0,5														
Итого:		240,6	165,3	291,9			2000	ТМГ	0,8	0,2	0,8	1	0	1	250	2	319,5	165,3	0,0	0,58
ТП-3, ТП-4																				
4) Склад готовой продукции	3	192,2	255,0	319,3	9 530,4	0,0														
7) Маляропокрасочный цех	2	1 885,4	1 458,2	2 383,5	15 710,7	0,2														
Итого:		2 077,6	1 713,2	2 692,9			1000	ТМЗ	0,8	2,6	0,4	3	0	3	1000	4	2 433,8	1 713,2	0,0	0,67
ТП-5, НРП-2																				
5) Склад	3	58,5	84,0	102,4	1 270,7	0,1														
6) Компрессорная	2	729,0	456,8	860,3	1 169,6	0,7														
Итого:		787,5	540,8	955,3			2500	ТМЗ	0,8	0,4	0,6	1	0	1	630	2	540,8	0,0	0,0	0,76
ТП-6, ТП-7																				
8) Цех опор линий электропередач	2	3 937,4	4 016,1	5 624,2	20 793,6	0,3	1600	ТМЗ	0,8	3,1	0,9	4	0	4	1600	4	3 272,8	4 016,1	0,0	0,88
ТП-8, ТП-9																				
9) Сварочный цех 1	2	3 539,1	3 151,6	4 739,0	25 529,9	0,2	1250	ТМЗ	0,8	3,5	0,5	4	0	4	1600	4	3 699,9	3 151,6	0,0	0,74
ТП-10, ТП-11, ТП-12																				
10) Сварочный цех 2	2	3 208,0	3 503,3	4 750,2	30 612,8	0,2	1000	ТМЗ	0,8	4,0	0,0	4	0	4	1000	6	3 570,5	3 503,3	0,0	0,79
ТП-13, ТП-14																				
11) Заготовительный цех	2	4 096,1	4 977,2	6 446,0	26 020,9	0,2	1600	ТМЗ	0,8	3,2	0,0	4	0	4	1600	4	3 071,9	3 071,9	1 905,3	0,80
ТП-15, НРП-6, НРП-7																				
14) Теплица	2	144,0	103,7	177,5	3 465,6	0,1														
15) Теплопункт	2	82,3	53,6	98,2	606,5	0,2														
16) Заводоуправление	3	98,8	126,2	160,3	1 516,2	0,1														
Итого:		325,1	283,5	431,3			1000	ТМГ	0,8	0,4	0,6	1	0	1	250	2	233,0	233,0	50,5	0,80
ТП-16, НРП-4, НРП-5																				
12) Гараж	3	114,9	132,0	175,0	2 122,7	0,1														
13) Ремонтно-механический цех	3	682,7	721,2	993,1	6 064,8	0,2														
17) Склад ремнтно-еханического цеха	3	74,4	103,2	127,2	2 541,4	0,1														
Итого:		872,0	956,4	1 294,3			1000	ТМЗ	1,0	1,1	0,9	2	0	2	1000	2	1 799,9	956,4	0,0	0,65

Окончание таблицы 2.4

Наименование цехов	$K_{з.т.п/а}$	$\Delta P_{кз},$ кВт	$\Delta P_{хх},$ кВт	$\Delta P_{т},$ кВт	$P_p + \Delta P_{т},$ кВт	$\Delta Q_{т},$ кВАр	$I_{хх},$ %	$U_{кз},$ %	$Q_p + \Delta Q_{т},$ кВАр	$S_{p,т},$ кВА
1	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ТП-1										
1) Кислородная станция	1,18	3,7	0,7	4,0	235,8	19,3	2,3	4,5	198,7	308,4
ТП-2, НРП-1										
2) Склад химических реактивов										
3) Насосная станция										
Итого:	1,16	3,7	0,7	3,9	244,5	19,1	2,3	4,5	184,4	306,2
ТП-3, ТП-4										
4) Склад готовой продукции										
7) Маляропокрасочный цех										
Итого:	1,34	10,8	1,9	27,0	2 104,6	146,8	1,2	5,5	1 860,0	2 808,7
ТП-5, НРП-2										
5) Склад										
6) Компрессорная										
Итого:	1,52	7,6	1,3	11,4	798,9	49,0	1,8	5,5	589,8	993,0
ТП-6, ТП-7										
8) Цех опор линий электропередач	1,76	16,5	2,7	61,9	3 999,3	361,4	1,0	6,0	4 377,5	5 929,3
ТП-8, ТП-9										
9) Сварочный цех 1	1,48	16,5	2,7	46,9	3 586,0	274,3	1,0	6,0	3 425,9	4 959,5
ТП-10, ТП-11, ТП-12										
10) Сварочный цех 2	1,58	10,8	1,9	51,8	3 259,8	278,0	1,2	5,5	3 781,3	4 992,4
ТП-13, ТП-14										
11) Заготовительный цех	1,60	16,5	2,7	53,0	4 149,1	309,8	1,0	6,0	3 381,7	5 352,7
ТП-15, НРП-6, НРП-7										
14) Теплица										
15) Теплопункт										
16) Заводоуправление										
Итого:	1,60	3,7	0,6	5,9	331,0	22,9	1,7	4,5	255,9	418,4
ТП-16, НРП-4, НРП-5										
12) Гараж										
13) Ремонтно-механический цех										
17) Склад ремонтно-механического цеха										
Итого:	1,30	10,8	1,9	12,9	884,9	70,5	1,2	5,5	1 026,9	1 355,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ

лист

### 3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

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

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла:

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

где  $L$  – длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным  $L = 2,66$  км.

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

$$P_{р.п.} = K_{о.м} \cdot \left[ \sum P_{р.НВ}^{(III)} + \sum P_{р.ВВ}^{(II)} + \sum \Delta P_m \right] + \sum P_{р.о}, \quad (3.2)$$

где  $K_{о.м}$  – коэффициент одновременности максимумов,  $K_{о.м} = 0,85$  ;

$\sum P_{р.НВ}^{(III)}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых электроприемников. Из раздела 2 известно, что  $\sum P_{р.НВ} = 17847,3$  кВт ;

$\sum P_{р.ВВ}^{(II)}$  – сумма расчетных активных мощностей высоковольтных электроприемников. Из раздела 2 известно, что  $\sum P_{р.ВВ} = 7100$  кВт ;

$\sum P_{р.о}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия. Из раздела 2 известно, что  $\sum P_{р.о} = 2328,75$  кВт ;

$\sum \Delta P_m$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Из раздела 3 известно, что  $\sum \Delta P_m = 275,9$  кВт .

По формуле (3.1) и (3.2):

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (17847,3 + 7100 + 275,9) + 2328,75 = 23692 \text{ кВт.}$$

$$U_{рац} = 4,34 \sqrt{3,5 + 0,016 \cdot 23692} = 84,79 \text{ кВ.}$$

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения больше приближено к уровню напряжения 110 кВ, то выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путём технико-экономического сравнения двух вариантов не имеет смысла.

Полная расчетная нагрузка завода необходима для выбора мощности силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [4]:

$$\begin{aligned} & P \\ & Q \\ & (\dot{i}\dot{i} p.n)^2 + (\dot{i}\dot{i} \varepsilon c - \Delta Q_{\text{трГПП}})^2, \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$S_{p.n.} = \sqrt{\dot{i}}^2$$

где  $Q_{\text{эс}}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы  
 $\Delta Q_{\text{трГПП}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

$$Q_{\text{эс}} = P_{p.n.} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эс}}, \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} & P \\ & Q \\ & (\dot{i}\dot{i} p.n)^2 + (\dot{i}\dot{i} \varepsilon c)^2, \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_{\text{м.р.ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{\dot{i}}^2$$

где  $\text{tg} \varphi_{\text{эс}}$  – коэффициент реактивной мощности энергосистемы, для напряжения 110 кВ равен 0,5 [8].

По формуле (3.3) – (3.5):

$$Q_{\text{эс}} = 23692 \cdot 0,5 = 11846 \text{ кВАр.}$$

$$\Delta Q_{\text{м.р.ГПП}} = 0,07 \sqrt{(23692)^2 + (11846)^2} = 1854 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.n.} = \sqrt{(23692)^2 + (11846 - 1854)^2} = 25713 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП определяется по формуле [4]:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{p.n.}}{n \cdot K_{3.д}}, \quad (3.6)$$

где  $n$  – количество трансформаторов на ГПП,  $n=2$ ;

$K_{3.д} = 0,7$  коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме;

По формуле (3.6):

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{25713}{2 \cdot 0,7} = 18366 \text{ кВА.}$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью  $S_{\text{н.т.}} = 25000$  кВА, тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяем по формуле:

$$K_{3.н} = \frac{S_{\text{р.п}}}{n \cdot S_{\text{т.ном}}},$$

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ				

$$K_{3.H} = \frac{25713}{2 \cdot 5000} = 0,51.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяем по формуле:

$$K_{3.П} = \frac{S_{р.П}}{(n-1) \cdot S_{Т.НОМ}},$$

$$K_{3.H} = \frac{25713}{(2-1) \cdot 5000} = 1,03.$$

Выбранные согласно [4] типы трансформаторов на напряжения 110 кВ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН 25000/110

U <sub>НОМВН</sub> , кВ	U <sub>НОМНН</sub> , кВ	S <sub>НТ</sub> , МВА	ΔP <sub>ХХ</sub> ,кВ Т	ΔP <sub>КЗ</sub> ,кВ Т	U <sub>КЗ</sub> , %	I <sub>ХХ</sub> ,%
110	10	25	25	120	10,5	0,65

Выводы по разделу три

В этом разделе выбраны трансформаторы, установленные на ГПП. Так же было выбрано напряжение внешнего электроснабжения, равное 110 кВ.

## 4 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

### 4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Для того, чтобы выбрать схему внешнего электроснабжения пойдем от более сложной схемы, к более простой.

Причины отказа от схемы № «4Н»:

Протяжённость линии до энергосистемы менее 3 км ( $L=2,66$  км), подстанция не проходная, коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме составляет 1,03, суточный график нагрузки завода металлоконструкций имеет резко переменный характер, следовательно в случае аварии или планового ремонта, один трансформатор сможет выдержать нагрузку.

Исходя из этого, введем некоторые допущения:

- 1) Вероятность отказа воздушной линии будем считать равной нулю.
- 2) Плановый ремонт выключателя и разъединителя на подстанции энергосистемы производят без отключения воздушной линии потребителя.

Таким образом принимаем для внешнего электроснабжения схему два блока линия–трансформатор с выключателем № «3Н» взятая из с [9].

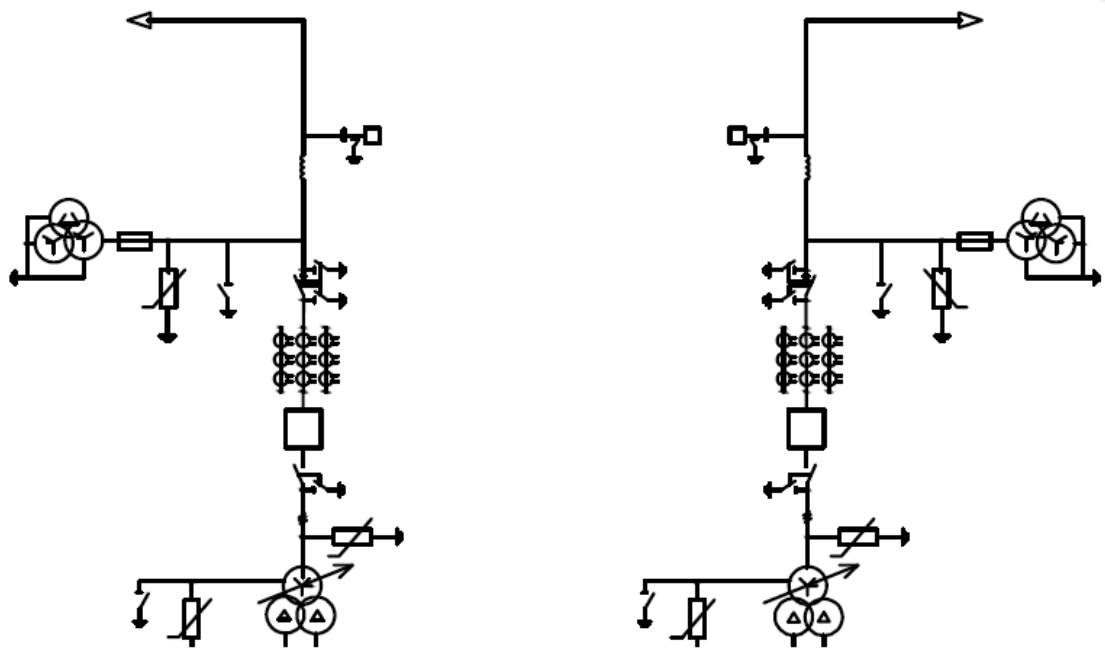


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

### 4.2 Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода

Потери активной мощности определяются по формуле, аналогично (2.1):

$$\Delta P_m = 2 \cdot (25 + (0,51)^2 \cdot 120) = 112,42 \text{ кВт.}$$



Нагрузка в начале линии находится по формуле [4]:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(P_{\text{рп}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (4.1)$$

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(23692 + 112,42)^2 + 11846^2} = 26589 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad (4.2)$$

где N– число цепей линии, N=2;

$U_{\text{н}}$  –номинальное напряжение сети.

По формуле (4.2)

$$I_{\text{рл}} = \frac{26589}{\sqrt{3} \cdot 110} = 69,78.$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{\text{п}} = 2 I_{\text{рл}}, \quad (4.3)$$

$$I_{\text{п}} = 2 \times 69,78 = 139,56 \text{ А.}$$

Согласно [7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.4)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Согласно [7] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при  $T_{\text{м}}=4335 \text{ ч.}$ , равняется  $j_{\text{э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$ .

Тогда по (4.4):

$$F_{\text{э}} = \frac{69,78}{1,1} = 63,44 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением  $F=70 \text{ мм}^2$ .

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбираем провод с алюминиевыми жилами АС-70/11. Параметры провода[10]: длительно допустимый ток  $I_{длит.доп}=265$  А; удельные активное и индуктивное сопротивления:  $r_0=0,422$  Ом/км;  $x_0=0,444$  Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{длит. доп} > I_n$$

$$I_{длит. доп} = 265 \text{ А} > I_n = 139,56 \text{ А}$$

#### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

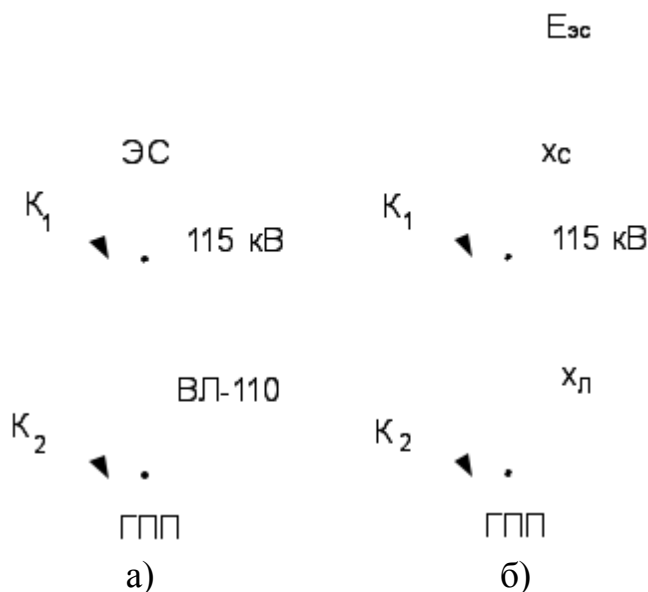


Рисунок 4.2 – Схемы для расчётов тока КЗ: а) принципиальная схема, б) схема замещения

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ  $S_C=2520$  МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных величин  $S_B=1000$  МВА,  $U_B=115$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по выражению:

$$x_{с*} = \frac{S_B}{S_C}$$

Сопротивление воздушной линии в относительных единицах находится по формуле:

$$x_{Л*} = \frac{x_{ОБ}}{U_B^2},$$

$$x_{с*} = \frac{1000}{2520} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$$x_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 66 \cdot 1000}{115^2} = 0,09 \text{ Ом.}$$

Поскольку точки КЗ 1 и 2 питаются от энергосистемы, т.е шин бесконечной мощности, то будем считать, что действующее значение периодической составляющей тока в течение всего процесса замыкания неизменно  $I_{пт} = I_{п0} = I_K$ .

Ток короткого замыкания в точке 1 равен [11]:

$$I_{К1} = \frac{I_B}{x_{с*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{с*}},$$

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 0,4} = 12,55 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке 2 находится по формуле:

$$I_{К2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{с*} + x_{Л*})},$$

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot (0,49)} = 10,25 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К2},$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент.

Согласно [11] для точек КЗ 1 и 2 соответственно:  $K_{y1} = 1,72$ ,  $K_{y2} = 1,8$ .

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,55 = 30,53 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,25 = 26,09 \text{ кА.}$$



$$i_{уд} \leq i_{дин. макс} ,$$

где  $i_{дин. макс}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости.

4) по номинальному току отключения:

- симметричному:

$$I_{nt} \leq I_{отк} ,$$

где  $I_{nt}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени  $t$ .

- асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_n}{100} \right) ,$$

где  $\beta_n$  – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания,  $\beta_n = f(\tau)$  :

$$\tau = t_{рз. мин} + t_c ,$$

где  $t_{рз. мин} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;  
 $t_c$  – собственное время отключения выключателя,  $t_c = 0,035$  с.

Значение аperiodической составляющей:

$$i_{A, \tau} = \sqrt{2} \cdot i_{н0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с} .$$

По каталогу [12], номинальное относительное содержание аperiodической составляющей не более 40%.

Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 12,55 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,96 \text{ кА} .$$

Для выключателей на вводе ГПП:

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 5,89 \text{ кА} .$$

5) По номинальному импульсу квадратичного тока:

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$I_{\text{н}} \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к. доп}}, \quad (4.7)$$

где  $t_3$  – время действия защиты, равное ступени селективности (1,5 для выключателей ГПП и 1,8 для выключателей подстанции энергосистемы);

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости (равен 40 кА);

$t_{\text{тер}}$  – время протекания тока термической стойкости ( $t_{\text{тер}} = 3$  с).

Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$B_{\text{к}} = (12,55)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 293,74 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Для выключателей на вводе ГПП:

$$B_{\text{к}} = (10,25)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 166,52 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

К установке в главных схемах может быть принят разъединитель РГП-110/2000 УХЛ1.

Выбираем разъединители по каталогу [13], каталожные данные представлены в таблице 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

Условие выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150У1	Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1
$U_{\text{с.ном}} \leq U_{\text{в.ном}}$	$U_{\text{с.ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{в.ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{р.ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{раб. утяж.}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{утяж}} = 183,7$ А	$I_{\text{ном}} = 3150$ А	$I_{\text{ном}} = 1000$ А
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{пт}} = 12,55$ кА	$I_{\text{ном.откл}} = 40$ кА	-
$\sqrt{2}I_{\text{п0}} + I_{\text{А,τ}} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк}} + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}$	21,71 кА	$I_{\text{а.ном}} = 79,20$ кА	-
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	12,55 кА	$I_{\text{дин}} = 40$ кА	-
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$	30,53 кА	$I_{\text{дин.макс}} = 102$ кА	$I_{\text{дин}} = 100$ кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	296,89 кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 4.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

Условие выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150У1	Разъединитель РГП-110/2000 УХЛ1
$U_{\text{с.ном}} \leq U_{\text{в.ном}}$	110 кВ	$U_{\text{в.ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{р.ном}} = 110$ кВ

$I_{\text{раб. утяж.}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	183,7 А	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \cdot I_{\text{НОМ.откл}}$	10,25 кА	$I_{\text{НОМ.откл}} = 40 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2}I_{\text{п0}} + I_{\text{А,т}} \cdot \sqrt{2}I_{\text{отк}} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100}$	20,39 кА	$I_{\text{а,НОМ}} = 79,20 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п0}} \cdot I_{\text{дин}}$	10,55 кА	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$I_{\text{уд}} \cdot I_{\text{дин}}$	26,09 кА	$I_{\text{дин.макс}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 1000 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} \cdot t_{\text{тер}}^2$	166,52 кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели ВГТ-110-40/3150 У1 имеют три встроенных трансформатора тока ТРГ-УЭМТ-110. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока [5] представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТРГ-110
$U_{\text{с.НОМ}} \cdot U_{\text{в.НОМ}}$	110 кВ	$U_{\text{т.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. утяж.}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	183,70 А	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} \cdot I_{\text{дин}}$	26,09 кА	$I_{\text{дин.макс}} = 40 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} \cdot t_{\text{тер}}^2$	166,52 кА <sup>2</sup> · с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \in 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для коммерческого учёта, выберем трансформатор напряжения НАМИ-110 [14]. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу [15] ОПН-Ф-110/73/10/400 УХЛ1.

#### Выводы по разделу четыре

В данном разделе, была выбрана схема внешнего электроснабжения, линия электропередач от районной подстанции до ГПП завода, коммутационная аппаратура в начале отходящих линий и на вводе ГПП, а именно выключатели, разъединители и трансформаторы тока.

## 5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

### 5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей завода зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Согласно [5] для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

### 5.2 Построение схемы электроснабжения

Схемы распределения электроэнергии на первой ступени от главной понизительной подстанции до трансформаторных подстанций на напряжение 10 кВ применяем магистральные при последовательном линейном расположении подстанций, для группы технологически связанных цехов, при числе присоединённых подстанций два и более. Все эти схемы осуществляются с помощью кабельных линий. При этом одноступенчатыми радиальными схемами в основном нужно выполнять при питании больших сосредоточенных нагрузок.

### 5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок, их размещения, плотности застройки завода, конфигурации, технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории завода.

Выполним прокладку кабелей от ГПП до цеховых ТП в кабельных траншеях как очень простой и экономически выгодный способ, применяемый при прокладке до шести кабелей, а также по стенам зданий. Осуществим взаимное резервирование всех цехов 1 и 2 категории. Грунт завода имеет среднюю коррозионную активность, блуждающие токи, наличие колебаний и растягивающих усилий, поэтому для прокладки используем кабель марки АПвКП, для питания НРП возьмём кабель ААШВ.

### 5.4 Технико-экономические показатели сравниваемых схем внутреннего электроснабжения

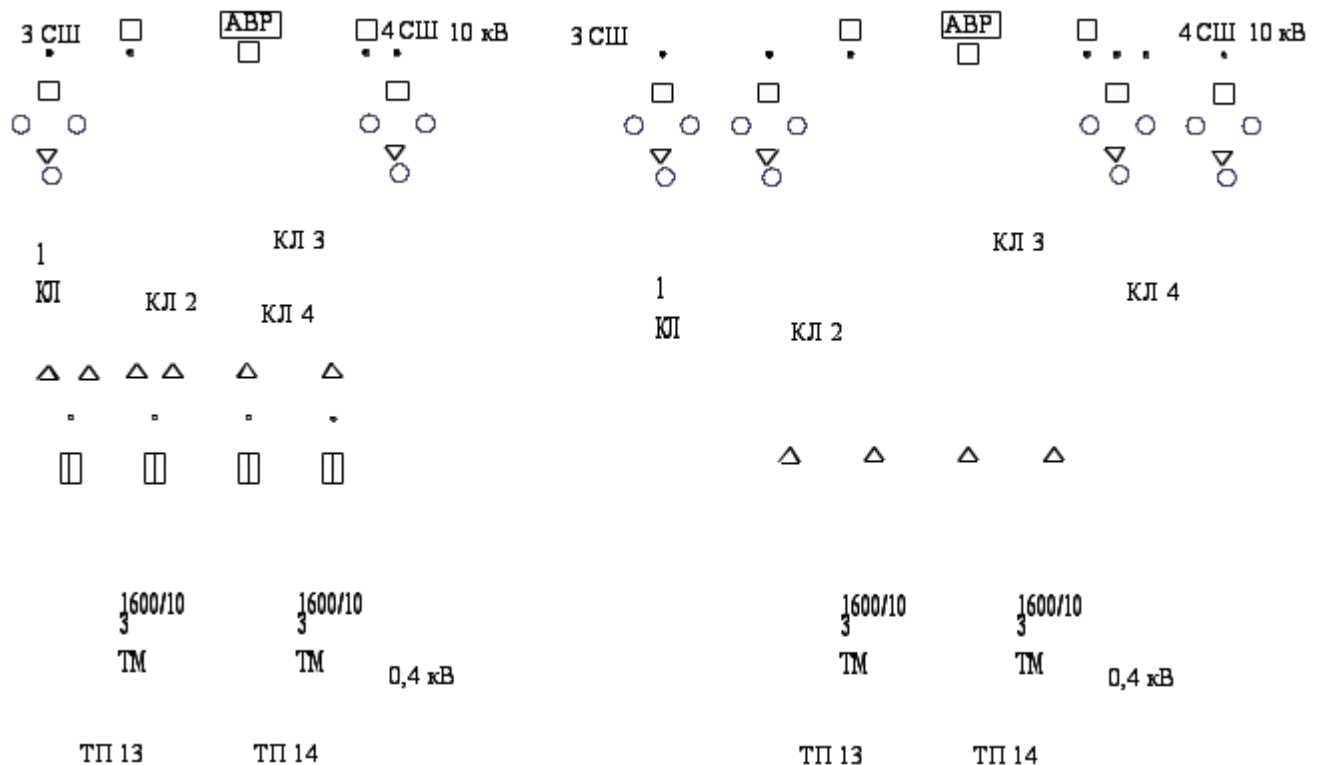
С помощью технико-экономического сравнения определим наиболее выгодный вариант внутреннего электроснабжения. Нам необходимо выбрать способ питания трансформаторных подстанций. Можно питать их от ГПП по магистральной схеме или по радиальной схеме.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ				



При сравнении вариантов учитываются: выключатели на 10 кВ, предохранители, трансформаторы тока, кабельные линии на 10 кВ, а также их стоимости.

Схемы возможного внутреннего электроснабжения механического цеха представлены на рисунке 5.1.



а) б)  
 Рисунок 5.1 –Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения заготовительного цеха(а); Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения заготовительного цеха(б)

Технико-экономическое сравнение вариантов будем проводить на основе сопоставления приведенных затрат для обоих вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C + Y \quad (5.1)$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;  
 $K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -ой группы одинаковых элементов;  
 $C$  – стоимость годовых потерь электроэнергии;  
 $Y$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Будем считать, что обе схемы равнонадежны. Соответственно народнохозяйственный ущерб равен нулю.

$E_i$  является суммой нормативного коэффициента  $E_n=0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{Ai}$ , и расходов на обслуживание  $E_{oi}$ :

$$E_{иГ} = E_{Ai} + E_{oi} + E_n$$

Коэффициент  $E_i$  может быть определен по [14].

$K_i$  сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K_{справ} \cdot K_{дефл} \cdot K_{ндс}$$

где  $K_{СПРАВ}$   $K_{справ.}$  – капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен на 2000 г;

$K_{ДЕФЛ}$   $K_{дефл}$  – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен.;

$K_{НДС}$   $K_{ндс}$  – коэффициент, включающий НДС в капитальные затраты на оборудование.

Согласно [15]:  $K_{ДЕФЛ}=4,04$ ,  $K_{НДС}=1,18$ .

Стоимость потерь электроэнергии в общем виде:

$$C_{э} = \Delta A_{л} \cdot C_0 \quad (5.2)$$

где  $\Delta A_{л}$  – потери электроэнергии в кабельной линии, кВт·ч;

$C_0$  – стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

Примем стоимость электроэнергии равной предельному уровню нерегулируемых цен на электроэнергию для предприятий мощностью более 10 МВт –  $C_0=2,577$ руб/кВт·ч.

Расчет проведем для кабельной линии КЛ1 и КЛ3 при питании по магистральной схеме.

Ток расчетный находим по выражению (4.2):

$$I_{р.л} = \frac{\sqrt{4149^2 + 3381,7^2}}{\sqrt{3}} = 154,5 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме будет протекать по линии при условии обрыва одной цепи, значит:

$$I_{п} = 154,5 \cdot 2 = 309 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока.

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Согласно [7] для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами и  $T_M$  менее 5000 ч/год  $j_E=1,4 \text{ А/мм}^2$ , тогда по (4.4):

$$F_9 = \frac{154,5}{1,4} = 110 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель марки АПвКП по [16], так как данный тип кабеля имеет большие длительно допустимые токи, примем сечение  $95 \text{ мм}^2$  и проверим его.

Учитывая то, что трасса данной кабельной линии проходит в траншее и по воздуху, где длина прокладки кабеля превышает 10 метров, принимаем наихудший вариант.

Тогда длительно допустимый ток равен  $I_{\text{длит.дон}}=255 \text{ А}$ , при прокладке по воздуху. Учитывая требования [7] длительно допустимый с учетом условий прокладки определяется по формуле:

$$I'_{\text{дон}} = K_n \cdot K_t \cdot I_{\text{дон}} \geq I_{p.l},$$

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. Учитывая то, что кабель проложен по воздуху, по [13, 2.3.86, табл. 1.3.26;]  $K_n=1$  ;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура окружающего воздуха равно  $22,6^\circ\text{C}$ . По [13, табл 1.3.3] для нормированной температуры жил:  $K_t=1,035$  .

По (5.5):

$$I'_{\text{дон}} = 1 \cdot 1,035 \cdot 255 = 263,93 \text{ А} \geq 154,5 \text{ А} .$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию [8, рис.4.65]:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{\text{дон}} \geq I_{II},$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки, который определяется по [13, табл. 1.3.2].

Коэффициент предварительной загрузки кабеля определяется:

$$K_{з.кл} = \frac{I_{p.l}}{I'_{\text{дон}}},$$

$$K_{з.кл} = \frac{154,5}{263,93} = 0,59.$$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП6 в послеаварийном режиме). Поэтому,  $K_{AB}=1,25$  ;

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$I'_{AB} = 1,25 \cdot 263,93 = 329,91 \text{ A} \geq 309 \text{ A}.$$

Согласно [16], погонные параметры данного кабеля:  $r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,112 \text{ Ом/км}$ . Длину кабельной линии определим по генплану,  $L = 0,21 \text{ км}$ .

Потери электроэнергии, равны:

$$\Delta A_{\text{Л}} = N \cdot P_{\text{Л}}^2 \cdot x_0 \cdot L \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta A_{\text{КЛ1,3}} = 2 \cdot 54,5^2 \cdot 0,32 \cdot 0,21 = 26211 \text{ кВт}.$$

Проверим выбранный кабель по потерям напряжения.

Потери напряжения в кабельной линии в нормальном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U \approx \frac{P_{\text{P}} + Q_{\text{P}} \cdot x_0}{N \cdot U_{\text{H}}^2} \cdot 100\% \leq U_{\text{Доп}} = 5\%$$

где  $P_{\text{P}}$ ,  $Q_{\text{P}}$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля.

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление кабеля.

$$\Delta U = \frac{4141,1 \cdot 0,32 \cdot 0,21 + 3383,7 \cdot 0,112 \cdot 0,21}{2 \cdot 10^2 \cdot 1000} \cdot 100\% = 0,179\% \leq \Delta U_{\text{Доп}} = 5\%$$

Для проверки кабеля по термической стойкости, воспользуемся значениями допустимых токов односекундного короткого замыкания кабелей по каталогу [16].

Тепловой импульс тока КЗ можно определить по выражению:

$$W_{\text{К}} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{КО}}^2,$$

где  $I_{\text{КО}}$  – допустимый ток односекундного короткого замыкания кабеля.

Для сечения  $95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{КО}} = 8,9 \text{ кА}$ .

Время отключения по (4.19) равно:

$$t_{\text{ОТК}} = 0,5 + 0,03 = 0,53 \text{ с}$$

Из раздела [6] ток  $I_{\text{КЗ}} = 9,117 \text{ кА}$ .

Тогда, согласно (5.10):

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$B_K = (9,115)^2 \cdot (0,53 + 0,12) \cdot (8,9)^2$$

$$54 \text{ (кА)}^2 \cdot 79,2 \text{ (кА)}^2$$

Окончательно принимаем для КЛ1 и КЛ3 кабель АПвКП-3х95.

Остальные кабельные линии рассчитываются аналогичным образом. Результаты расчета сведем в таблицу 5.1.

Укрупненные стоимостные показатели берем из справочника [10]. В стоимость кабельных линий включены кабель, строительные и монтажные работы, прокладка двух кабелей в траншее.

Стоимость потерь электроэнергии для обоих вариантов будем находиться по выражению (5.2):

$$C_{Э1} = (\Delta A_{КЛ1,3} + \Delta A_{КЛ2,4}) \cdot \rho_{0,7}$$

$$C_{Э2} = (\Delta A_{КЛ1,3} + \Delta A_{КЛ2,4}) \cdot \rho_{0,7}$$

Результаты расчета экономических показателей схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ сведены в таблицы 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Экономические показатели магистральной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость б. единицы, тыс.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е,	Затраты, КЕ, год	Потери энергии, кВт/год	Стоимость потерь, руб.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2	160	1525,5	0,193	294,4	-	-
Кабельная линия 2хАПвКП-3х95 ГПП – ТП13	км	0,210	2100	2102,3	0,152	319,5	26211	67,5
Кабельная линия 2хАПвКП-3х95 ТП13 – ТП14	км	0,099	2100	991,1	0,152	150,6	6188	15,9
Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4	85	1620,8	0,193	312,8	-	-
Предохранитель	шт.	4	-	2,3	0,193	1,77	-	-
Выключатель нагрузки	шт.	4	-	14	0,193	10,8	-	-

Выключатель автоматический	шт.	2	-	95	0,193	36,6	-	-
Итого						1126		83,4

Таблица 5.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость руб. единицы, тыс.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	д <sup>1</sup> . Отчисления, Е,	Затраты, КЕ, тыс. руб/год.	Потери электроэнергии,	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб/год.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	4	160	3051	0,193	588,8	-	-
Кабельная линия 2хАПВКП-3х95 ГПП – ТП13	км	0,21	2100	2102,3	0,152	319,5	13126	33,8
Кабельная линия 2хАПВКП-3х95 ГПП – ТП14	км	0,309	2100	3093,4	0,152	470,2	19313	49,8
Выключатель автоматический	шт.	4	-	95	0,193	73,34	-	-
Итого						1451,8		83,6

Согласно выражению (5.1):

$$Z_1 = 1126 + 83,4 = 1209,4 \text{ тыс.р.}$$

$$Z_2 = 1451,8 + 83,6 = 1535,4 \text{ тыс.р.}$$

По результатам расчета мы видим, что вариант магистральной схемы электроснабжения заготовительного цеха экономически выгоднее, чем вариант радиальной схемы, поэтому выполним внутреннее электроснабжение по магистральной схеме..

### 5.5 Расчет питающих линий

Расчёт и выбор остальных кабельных линий, производится аналогично пункту 5.4. Результаты сведены в таблицу 5.3

Выводы по разделу пять

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

В данном разделе было произведено технико-экономическое сравнение внутреннего электроснабжения, где в результате было принято решение использовать схему с магистральными линиями в виду её низкой стоимости, а также выполнена проверка по потерям напряжения.

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.3 – Расчёт кабельных линий

Номер	Конечные пункты КЛ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p.к.</sub> , кВА	I <sub>p.к.</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>т.е.</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей		Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп.</sub> , А	K <sub>п.</sub> о.е.	K <sub>т.</sub> о.е.	Γ <sub>доп.</sub> , А	K <sub>з.кл.</sub>	K <sub>ав.</sub> о.е.	Γ <sub>ав.</sub> , А	L, км	Γ <sub>о.</sub> Ом/км	X <sub>о.</sub> Ом/км	ΔU, %
											норм	п/а											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	ГПП - ТП1	235,80	198,70	308,40	8,90	6	50	АПВКП	2	по стене	8,90	17,80	159	1,00	1,035	164,57	0,05	1,25	205,71	0,450	0,641	0,127	0,040
2	ГПП - ТП5	1043,40	774,20	1299,30	37,51	27	50	АПВКП	2	по стене	37,51	75,02	159	1,00	1,035	164,57	0,23	1,25	205,71	0,260	0,641	0,127	0,100
3	ГПП - ТП3	2104,60	1860,00	2808,70	81,08	58	70	АПВКП	2	по стене	81,08	162,16	196	1,00	1,035	202,86	0,40	1,25	253,58	0,150	0,443	0,119	0,087
4	ГПП - ТП8	3586,00	3425,90	4959,50	143,17	102	150	АПВКП	2	в траншее	143,17	286,34	329	0,80	0,910	239,51	0,60	1,25	299,39	0,050	0,206	0,103	0,027
5	ГПП - ТП6	3999,30	4377,50	5929,30	171,16	122	185	АПВКП	2	в траншее	171,16	342,32	374	0,85	0,910	289,29	0,59	1,25	361,61	0,140	0,164	0,099	0,076
6	ГПП - ТП10	2173,20	2520,87	3328,30	96,08	69	70	АПВКП	2	в лотке	96,08	192,16	196	1,00	1,035	202,86	0,47	1,25	253,58	0,230	0,443	0,119	0,145
7	ГПП - ТП12	1971,50	2287,33	3019,70	87,17	62	70	АПВКП	2	в лотке	87,17	174,34	196	1,00	1,035	202,86	0,43	1,25	253,58	0,340	0,443	0,119	0,195
8	ГПП - ТП15	331,00	255,90	418,40	12,08	9	50	АПВКП	2	по стене	12,08	24,16	159	1,00	1,035	164,57	0,07	1,25	205,71	0,440	0,641	0,127	0,054
9	ГПП - ТП13	4149,10	3381,70	5352,70	154,52	110	95	АПВКП	2	по стене	154,52	309,04	255	1,00	1,035	263,93	0,59	1,25	329,91	0,210	0,320	0,112	0,179
Высоковольтные кабели 10кВ																							
10	ГПП - СД1	472,50	-552,78	727,20	41,98	30	50	АПВКП	1	по стене	41,98	-	159	1,00	1,035	164,565	0,26	-	-	0,489	0,641	0,127	0,114
11	ГПП - СД2	472,50	-552,78	727,20	41,98	30	50	АПВКП	1	по стене	41,98	-	159	1,00	1,035	164,565	0,26	-	-	0,483	0,641	0,127	0,112
12	ГПП - СД3	472,50	-552,78	727,20	41,98	30	50	АПВКП	1	по стене	41,98	-	159	1,00	1,035	164,565	0,26	-	-	0,432	0,641	0,127	0,100
13	ГПП - СД4	472,50	-552,78	727,20	41,98	30	50	АПВКП	1	по стене	41,98	-	159	1,00	1,035	164,565	0,26	-	-	0,438	0,641	0,127	0,102
14	ГПП - СД5	800	-496	941,28	54,35	39	50	АПВКП	1	в траншее	54,35	-	159	1,00	0,910	144,69	0,38	-	-	0,271	0,641	0,127	0,122
15	ГПП - СД6	800	-496	941,28	54,35	39	50	АПВКП	1	в траншее	54,35	-	159	1,00	0,910	144,69	0,38	-	-	0,265	0,641	0,127	0,119
16	ГПП - СД7	800	-496	941,28	54,35	39	50	АПВКП	1	в траншее	54,35	-	159	0,85	0,910	122,987	0,44	-	-	0,222	0,641	0,127	0,100
17	ГПП - СД8	800	-496	941,28	54,35	39	50	АПВКП	1	в траншее	54,35	-	159	0,85	0,910	122,987	0,44	-	-	0,228	0,641	0,127	0,103
18	ГПП - АД1	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	в лотке	21,74	-	159	1,00	1,035	164,565	0,13	-	-	0,353	0,641	0,127	0,081
19	ГПП - АД2	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	в лотке	21,74	-	159	1,00	1,035	164,565	0,13	-	-	0,347	0,641	0,127	0,080
20	ГПП - АД3	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	в лотке	21,74	-	159	1,00	1,035	164,565	0,13	-	-	0,345	0,641	0,127	0,080



Окончание таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
21	ГПП - АД4	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	в лотке	21,74	-	159	1,00	1,035	164,56	0,130	-	-	0,339	0,641	0,127	0,078
22	ГПП - АД5	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	по стене	21,74	-	159	1,00	1,035	164,56	0,130	-	-	0,313	0,641	0,127	0,072
23	ГПП - АД6	320	198,40	376,51	21,74	16	50	АПВКП	1	по стене	21,74	-	159	1,00	1,035	164,56	0,130	-	-	0,307	0,641	0,127	0,071
24	ТП5-ТП2	244,50	184,40	306,24	8,84	6	50	АПВКП	2	по стене	8,84	18	159	1,00	1,040	164,56	0,054	1,25	205,71	0,085	0,641	0,127	0,01
25	ТП3-ТП4	1052,30	930	1404,40	40,54	29	50	АПВКП	2	по стене	40,54	81	159	1,00	1,040	164,56	0,246	1,25	205,71	0,062	0,641	0,127	0,02
26	ТП8-ТП9	1793,00	1712,95	2479,70	71,58	51	50	АПВКП	2	по стене	71,58	143	159	1,00	1,040	164,56	0,435	1,25	205,71	0,074	0,641	0,127	0,05
27	ТП6-ТП7	1999,65	2188,75	2964,70	85,58	61	70	АПВКП	2	по стене	85,58	171	196	1,00	1,040	202,86	0,422	1,25	253,58	0,086	0,443	0,119	0,05
28	ТП10-ТП11	1086,60	1260,43	1664,10	48,04	34	50	АПВКП	2	в подвале	48,04	96	159	0,80	0,910	115,75	0,415	1,25	144,69	0,052	0,641	0,127	0,02
29	ТП12-ТП16	884,90	1026,90	1355,6	39,13	28	50	АПВКП	2	в траншее	39,13	78	159	0,90	0,910	130,22	0,300	1,25	162,78	0,129	0,641	0,127	0,04
30	ТП13-ТП14	2074,55	1690,85	2676,3	77,26	55	95	АПВКП	2	по стене	77,26	155	255	1,00	1,040	263,92	0,293	1,25	329,91	0,099	0,320	0,112	0,04
Низковольтные кабели 0,4кВ																							
31	ТП2-НРИ1	18,60	25,20	31,321	22,60	16	16	АСБГ	2	по стене	22,60	45,2	60	1,00	1,035	62,10	0,364	1,25	77,62	0,130	1,940	0,068	0,002
32	ТП5-НРИ2	58,50	84,00	102,36	147,75	106	120	АСБГ	1	в траншее	147,75	-	270	1,00	0,910	245,70	0,601	-	-	0,043	0,258	0,060	0,001
33	ТП4-НРИ3	192,20	255,00	319,32	230,45	165	185	АСБГ	2	в лотке	230,45	460,9	450	1,00	1,035	465,75	0,495	1,25	582,19	0,044	0,099	0,059	0,001
34	ТП16-НРИ4	114,90	132,00	175	252,59	180	185	АСБГ	1	в подвале	252,59	-	345	0,90	0,910	282,55	0,894	-	-	0,058	0,167	0,059	0,002
35	ТП16-НРИ5	74,40	103,20	127,22	183,63	131	150	АСБГ	1	в траншее	183,63	-	305	1,00	0,910	277,55	0,662	-	-	0,056	0,206	0,059	0,001
36	ТП15-НРИ6	82,30	53,60	98,215	70,88	51	70	АСБГ	2	по стене	70,88	141,7	140	1,00	1,035	144,90	0,489	1,25	181,13	0,045	0,443	0,061	0,001
37	ТП15-НРИ7	98,80	126,20	160,27	231,34	165	185	АСБГ	1	по стене	231,34	-	260	1,00	1,035	269,10	0,86	-	-	0,074	0,167	0,059	0,002

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	лист



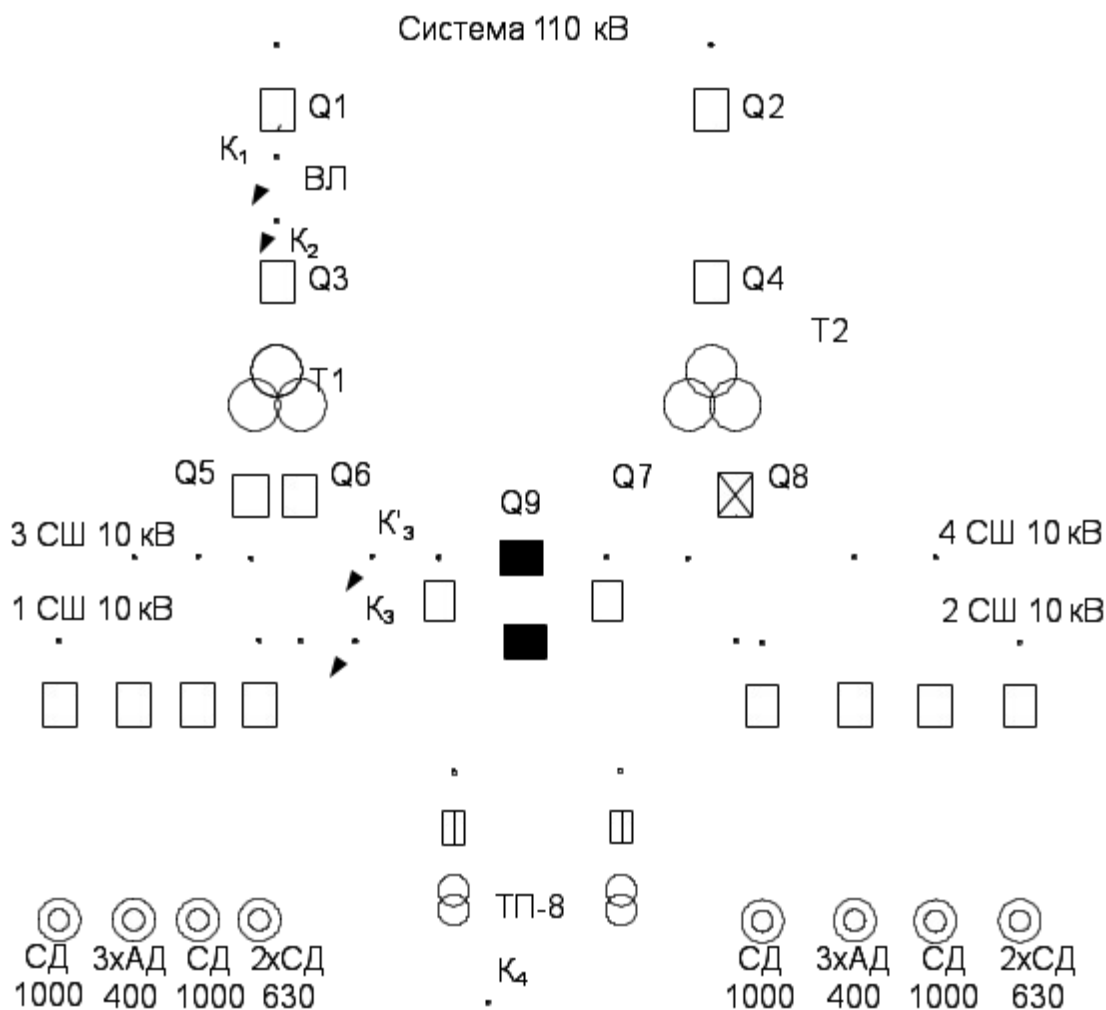


Рисунок 6.1 – Электрическая схема СЭС предприятия для расчетов токов КЗ

По формуле (6.1) для точки К2:

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot 0,25 \cdot 15 = 2041,65 \text{ МВА}$$

Для нахождения тока КЗ в точке К3 и К'3 составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных  $S_B = 1000 \text{ МВА}$ ,  $U_B = 10,5 \text{ кВ}$ .

Согласно [11] принимаем следующие сверхпереходные ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям:

1) Для энергосистемы  $E_c'' = 1$ ;

2) Для синхронных двигателей  $E_{сд}'' = 1,1$  (условие работы двигателя – перевозбуждение);

3) Для асинхронных двигателей  $E_{ад}'' = 0,9$ .

Для расчета сверхпереходных сопротивлений, выраженных в относительных единицах, приведенных к базисным условиям, выберем для установки высоковольтные электродвигатели.

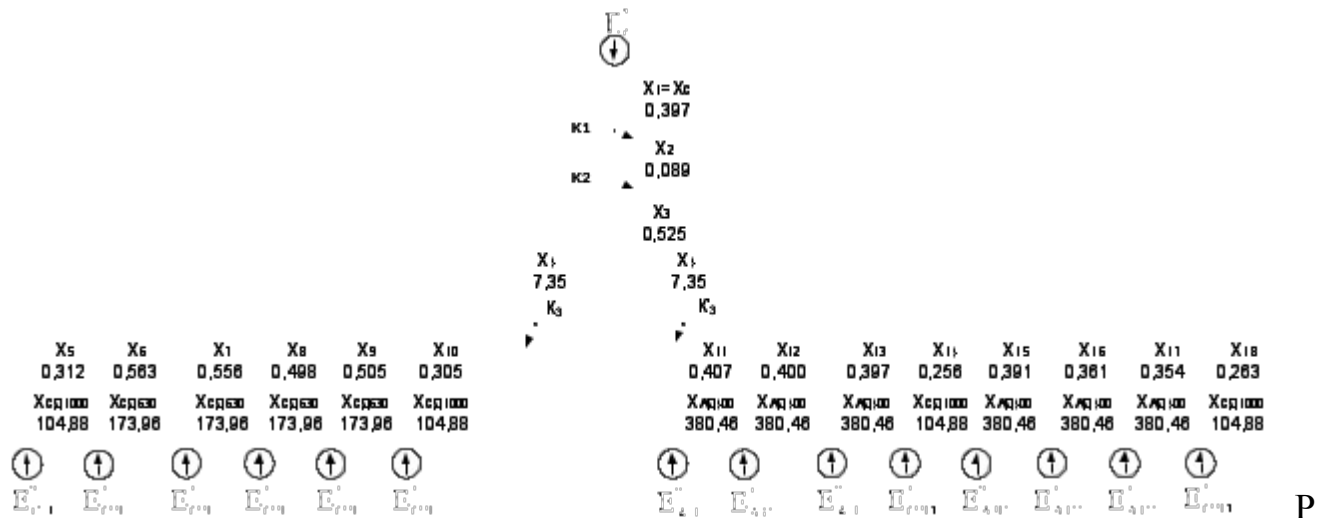
Синхронные двигатели:

СТД-1000 с номинальной мощностью  $P_{\text{ном}} = 1000$  кВт и сверхпереходным сопротивлением по продольной оси  $X_d'' = 0,128$  [2, табл. 2.48]; КПД=96,4 %,  $\cos \varphi = 0,85$ ;

СТД-630 с номинальной мощностью  $P_{\text{ном}} = 630$  кВт и сверхпереходным сопротивлением по продольной оси  $X_d'' = 0,143$  [2, табл. 2.48]; КПД=95,8 %,  $\cos \varphi = 0,8$

Асинхронные двигатели:

ДАЗО4-560Х-12Д-400 с номинальной мощностью  $P_{\text{ном}} = 400$  кВт и кратностью пускового тока  $I_{\text{пуск}} = 5,2$ ; КПД=93,1 %,  $\cos \varphi = 0,8$



исунок 6.2 – Схема замещения СЭС предприятия для расчетов токов КЗ

Определим сверхпереходные сопротивления для элементов схемы:

Сопротивление системы:

$$X_{\text{эс}} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4,$$

где  $x_1$  и  $x_2$  – из раздела 3.

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = X_{\text{ТВН}} = 0,125 \cdot \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н.Т.}}},$$

$$x_3 = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525 \text{ Ом}$$

$$X_{4ТНН} = \frac{u_{кз} S_B}{100 S_{Н.Т.}}$$

$$x_4 = 1,75 \frac{10,5}{100} \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ Ом}$$

$$x_{эс} = 0,397 + 0,089 + 0,525 + 7,35 = 8,361 \text{ Ом.}$$

По выражению (4.7) найдем сопротивление кабельных линий до синхронных и асинхронных двигателей:

$$X_{5КЛСД1000*} = \frac{0,127 \cdot 2,271 \cdot 1000}{(10,5)^2} = 0,312 \text{ Ом.}$$

Аналогичным способ находим сопротивление для остальных кабельных линий. Сопротивление синхронных и асинхронных двигателей находим по выражению:

$$X_{СД}'' = \frac{S_B \cdot x_d''}{S_{НОМНОМСД} \cdot P}$$

$$X_{АД}'' = \frac{S_B \cdot x_d''}{S_{НОМпуск} \cdot I} = \frac{1}{I} \frac{S_B \cdot x_d'' \cdot \cos \varphi}{P_{НОМСД}}$$

$$X_{СД1000}^* = \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,128 \cdot 0,85 \cdot 0,964}{1000 \cdot 10^3} = 104,88 \text{ Ом.}$$

$$X_{АД400}^* = \frac{1}{5,3} \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,931}{400 \cdot 10^3} = 380,46 \text{ Ом.}$$

Аналогичным способ находим сопротивление для остальных двигателей.

Преобразуем схему замещения. Последовательные сопротивления сложим друг с другом, чтобы получились параллельные ветви.

$$X_{19} = X_{5СД1000} + X_{00}$$

$$x_{19} = 0,312 + 104,88 = 105,192 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Преобразуем их в эквивалентные с помощью формул (6.2) – (6.5) по [11], то получим двухлучевую звезду, изображенную на рисунке 6.4.

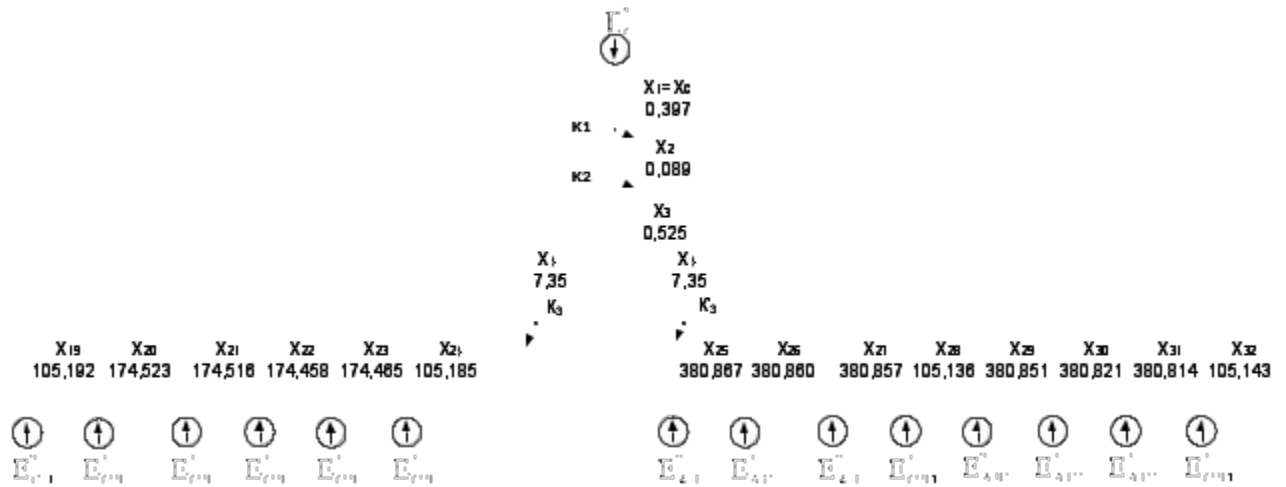


Рисунок 6.3 – Преобразованная схема замещения

$$X_{33} = \frac{1}{\frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_{20}} + \frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_{23}} + \frac{1}{X_{24}}}, \quad (6.2)$$

$$X_{34} = \frac{1}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{28}} + \frac{1}{X_{29}} + \frac{1}{X_{30}} + \frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{32}}}, \quad (6.3)$$

$$E_{15} = \frac{\frac{E_{CD1}}{X_{19}} + \frac{E_{CD2}}{X_{20}} + \frac{E_{CD3}}{X_{21}} + \frac{E_{CD4}}{X_{22}} + \frac{E_{CD5}}{X_{23}} + \frac{E_{CD6}}{X_{24}}}{\frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_{20}} + \frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_{23}} + \frac{1}{X_{24}}}, \quad (6.4)$$

$$E_{16} = \frac{\frac{E_{AD7}}{X_{25}} + \frac{E_{AD8}}{X_{26}} + \frac{E_{AD9}}{X_{27}} + \frac{E_{CD10}}{X_{28}} + \frac{E_{AD11}}{X_{29}} + \frac{E_{AD12}}{X_{30}} + \frac{E_{AD13}}{X_{31}} + \frac{E_{CD14}}{X_{32}}}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{28}} + \frac{1}{X_{29}} + \frac{1}{X_{30}} + \frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{32}}}, \quad (6.5)$$

$$X_{33} = \frac{1}{\frac{1}{105,192} + \frac{1}{174,523} + \frac{1}{174,516} + \frac{1}{174,458} + \frac{1}{174,465} + \frac{1}{105,185}} = 23,845.$$

$$X_{34} = \frac{1}{\frac{1}{380,867} + \frac{1}{380,860} + \frac{1}{380,857} + \frac{1}{105,136} + \frac{1}{380,851} + \frac{1}{380,821} + \frac{1}{380,814} + \frac{1}{105,143}} = 28,755.$$

$$E_{15} = \frac{\frac{1,1}{105,192} + \frac{1,1}{174,523} + \frac{1,1}{174,516} + \frac{1,1}{174,458} + \frac{1,1}{174,465} + \frac{1,1}{105,185}}{\frac{1}{105,192} + \frac{1}{174,523} + \frac{1}{174,516} + \frac{1}{174,458} + \frac{1}{174,465} + \frac{1}{105,185}} = 1,1.$$

$$E_{16} = \frac{\frac{0,9}{380,867} + \frac{0,9}{380,860} + \frac{0,9}{380,857} + \frac{1,1}{105,136} + \frac{0,9}{380,851} + \frac{0,9}{380,821} + \frac{0,9}{380,814} + \frac{1,1}{105,143}}{\frac{1}{380,867} + \frac{1}{380,860} + \frac{1}{380,857} + \frac{1}{105,136} + \frac{1}{380,851} + \frac{1}{380,821} + \frac{1}{380,814} + \frac{1}{105,143}} = 1,009.$$

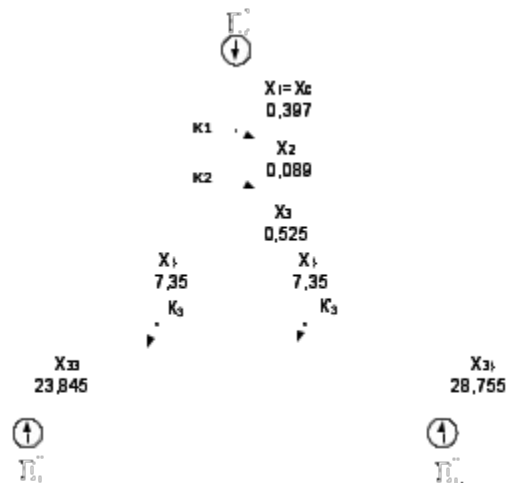


Рисунок 6.4 – Преобразованная схема замещения

Определим ток короткого замыкания в точке К3.

Для расчета тока короткого замыкания в точке К3 приведем схему замещения (рисунок 6.4) к виду рисунка 6.5.

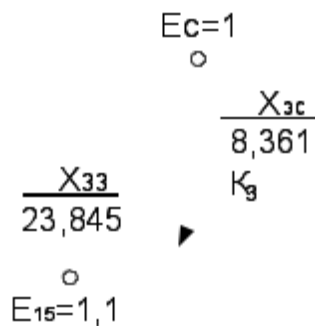


Рисунок 6.5 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_B}$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,5} = 55 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной из раздела 4:

$$I_{K3} = I_{n0} = I_{пт} = \left( \frac{E_{C^*}}{X_{ЭС}} + \frac{E_{15}}{X_{33}} \right) \cdot 0,5$$

$$I_{K3} = \left( \frac{1}{8,361} + \frac{1,1}{23,845} \right) \cdot 0,5 = 9,115 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания из раздела 4, формула (4.12), где  $K_y=1,92$ :

$$i_{удкз.к3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,115 = 24,75 \text{ кА}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяется по выражению (4.13), где  $\tau=0,045$ ;  $T_a=0,12$  для ступени КЗ:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,115 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,12}} = 8,86 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания по выражению (6.1):

$$S_{K3K3} = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 9,115 = 165,77 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К'3.

Для расчета тока короткого замыкания в точке К'3 приведем схему замещения (рисунок 6.4) к виду рисунка 6.6.

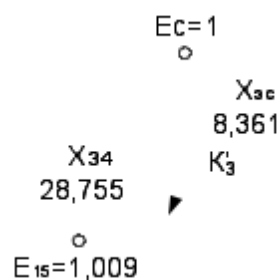


Рисунок 6.6 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К'3



$$I_{к'3} = \left( \frac{1}{8,361} + \frac{1,1}{28,755} \right) \cdot 5 = 8,490 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания по формуле (4.12), где  $K_y=1,92$  согласно [2]:

$$i_{удкз.к'3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,490 = 23,05 \text{ кА.}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяется по выражению (4.13), где  $\tau=0,045$ ;  $T_a=0,12$  для ступени К3:

$$i_{A.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,490 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,12}} = 8,253 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания по выражению (6.1):

$$S_{кзк'3} = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 8,490 = 154,4 \text{ МВА.}$$

Точку  $K_4$  полагаем расположенной на шинах ТП-8 сварочного цеха 1.

Суммарное сопротивление системы до трансформатора цеховой ТП (ТП - 8) принимаем равным нулю. В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать реактивные и активные сопротивления.

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора на ТП8 посчитаем:

1) Индуктивное сопротивление КЛ ГПП-ТП8:

$$X_{35} = X_{ГПП-ТП8} = X_0 = X \cdot \frac{L}{1000},$$

$$X_{35} = 0,103 \cdot 0,05 = 0,00515 \text{ Ом.}$$

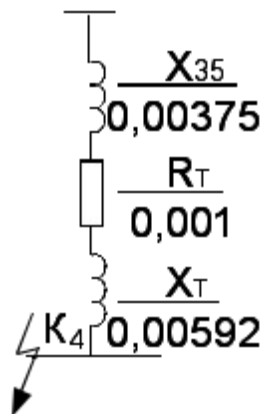


Рисунок 6.7 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке  $K_4$

2) Активное, индуктивное и полное сопротивление трансформатора ТП8:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{НОМ.НН}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \quad (6.6)$$

$$Z_T = \frac{u_{K\%}}{100} \frac{U_{НОМ.Т}^2}{S_{НОМ.Т}} \quad (6.7)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (6.8)$$

Используя [4], по формулам (6.6) – (6.8):

$$R_T = \frac{16,5 \cdot 0^3 \cdot 400^2}{(1600 \cdot 0^3)^2} = 0,001 \text{ Ом}$$

$$Z_T = \frac{6}{100} \frac{400^2}{1600 \cdot 0^3} = 0,006 \text{ Ом}$$

$$X_T = \sqrt{0,006^2 - 0,001^2} = 0,00592 \text{ Ом}$$

3) Суммарное полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП8:

$$Z_{\diamond} = \sqrt{R_T^2 + (X_T + X_{35})^2}$$

$$Z_{\diamond} = \sqrt{0,001^2 + (0,00592 + 0,00515)^2} = 0,0111 \text{ Ом.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

Ток короткого замыкания при базисном напряжении U<sub>Б</sub>=0,4 кВ найдем по формуле:

$$I_{K4} = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3} Z_{\diamond}}$$

$$I_{K4} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0111} = 20,81 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле. Для ступени КЗ в точке 4, T<sub>а</sub>=0,02 по [11]:

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 20,81 \cdot e^{-\frac{t}{0,02}} = 29,43 \cdot e^{-\frac{t}{0,02}}$$

Ударный ток в точке К4 может быть найден по формуле (4.12), где  $K_y=1,92$ :

$$i_{удкз.к4} = \sqrt{2} \cdot 6 \cdot 20,81 = 46,95 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке К4 по формуле (6.1):

$$S_{КЗК4} = \sqrt{3} \cdot 4 \cdot 20,81 = 14,42 \text{ МВА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{cp}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
Точка К1	115,0	12,550	12,550	30,53	2520,00
Точка К2	115,0	10,250	10,250	26,09	2041,65
Точка К3	10,5	9,115	9,115	24,75	165,77
Точка К'3	10,5	8,490	8,490	23,05	154,40
Точка К4	0,4	20,810	20,810	49,95	14,42

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы СЭС ИП необходимо найти время отключения КЗ. С этой целью на рисунке 6.8 построена диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты.

Считается, что автоматические выключатели смежных ступеней СЭС имеют степень селективности 0,1 с [17], а выключатели 10 кВ – 0,3 с [1].

#### Выводы по разделу шесть

В данном разделе рассчитаны токи короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ ИП и на сборных шинах ТП 8. В дальнейшем по этим токам будет производиться выбор оборудования.

Система 110 кВ

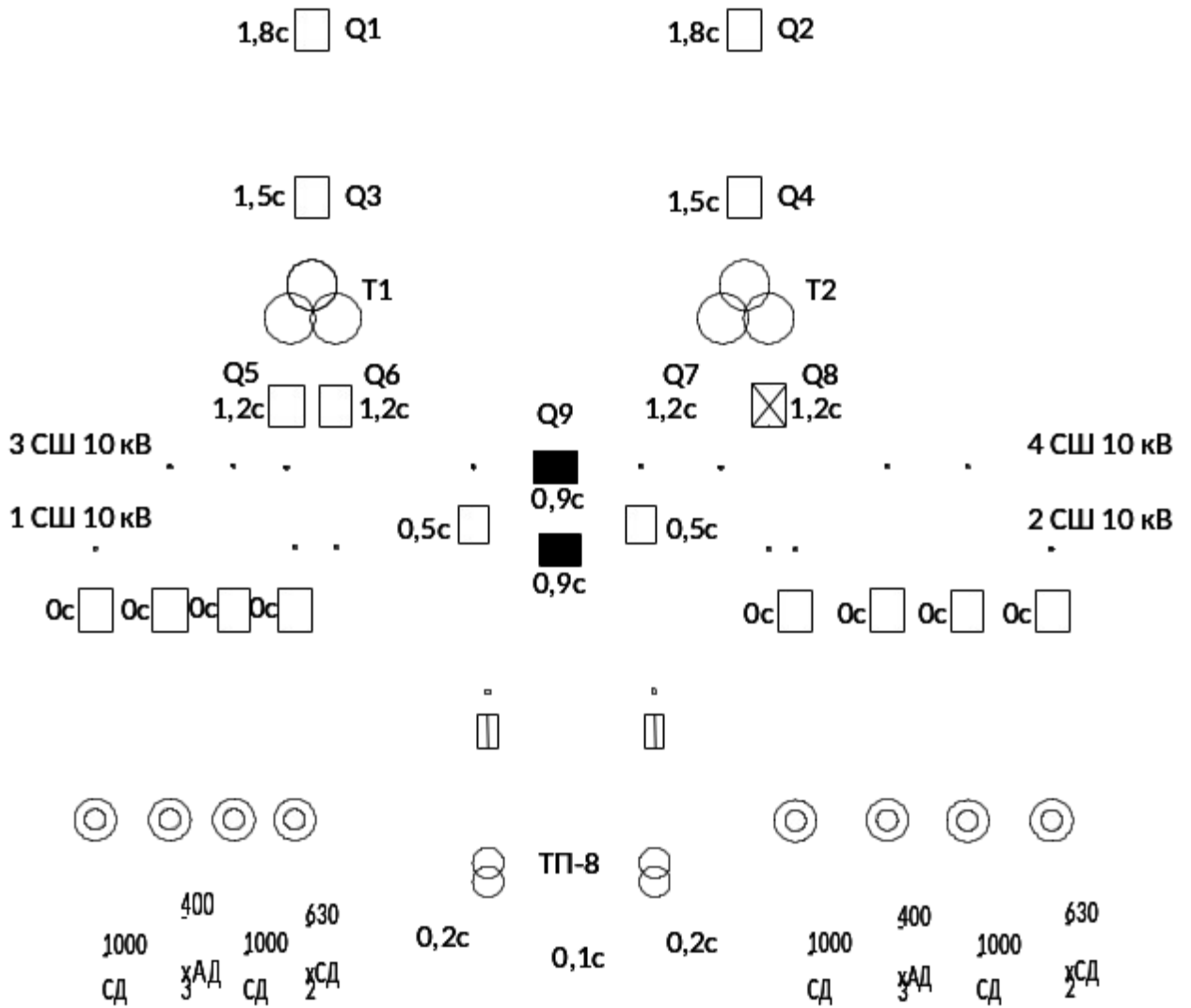


Рисунок 6.8 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4. В этом разделе будет произведен выбор оборудования 10 и 0,4 кВ.

### 7.1 Выбор комплектного токопровода, соединяющего ГПП с ячейками РУ НН ГПП.

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [6] токопровод 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

К установке намечается комплектный токопровод типа ТЗКР-СЭЩ-10-1600-81 У1 [18].

Проверим данный токопровод:

– по номинальному току

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу:

$$I_{\text{УТЯЖГПП}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot 2},$$

где 2 в знаменателе – количество низших обмоток трансформатора, в связи с использованием в данном курсовом проекте трансформатора с расщепленной обмоткой.

$$I_{\text{УТЯЖГПП}} = \frac{1,4 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 0,5} = 963 \text{ А.}$$

По условию (4.6):  $1600 \text{ А} \geq 963 \text{ А}$ .

– по асимметричному току электродинамической стойкости

Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке К<sub>3</sub>.

Согласно разделу 6, ударный ток в точке К<sub>3</sub> равен  $i_{\text{уд}} = 24,75 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}$ .

– по термической стойкости к току КЗ:

Согласно разделу 6 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП  $t_3 = 1,2 \text{ с}$ . Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП  $t_c = 0,03 \text{ с}$ . Постоянная времени затухания

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

апериодической составляющей согласно [11]  $T_a = 0,12 \text{ с}$ . Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ –  $I_{п.0} = 9,115 \text{ кА}$ .

По условию (4.7):

$$9,115^2 (1,2 + 0,03 + 0,12) = 112,16 (\text{кА})^2 \leq (\beta 1,5)^2 3 \cdot 2976,8 (\text{кА})^2$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

## 7.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

В качестве РУ НН ГПП может быть использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ серии КРУ-СЭЦ-70 У3 [19]. Согласно [6] ячейки ЗРУ выбирается по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Поскольку по перечисленным параметрам также проверяются и выключатели, установленные в КРУ, проверка ячеек КРУ будет осуществлена совместно с выбором выключателей.

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2 [1].

Согласно [6] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При проверке выключателя аналогично разделу 4 использовались условия (4.17) – (4.23). Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор вводного выключателя на РУ НН ГПП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2
$U_{с.ном} \leq U_{в.ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж} \leq I_{ном}$	$I_{утяж} = 963 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{ном.откл}$	$i_{п0} = 9,115 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{п0} + I_{А, \tau} \leq \sqrt{2}I_{отк} + \frac{\beta_H}{100}$	$i_{А, \tau} = 8,86 \text{ кА}$	$\beta_H = 0,4$
		$i_{А.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$I_{п0} \leq I_{дин}$	$i_{п0} = 9,115 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$

$I_{уд} \text{ дин}$	$i_{уд} = 24,75 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k \text{ тер}^2$	$B_k = 112,16 \text{ кА}^2$	$I_{тер} = 20 \text{ кА} \quad t_{тер} = 3 \text{ с}$
		$I_{тер}^2 = 20^2 = 1200 \text{ кА}^2$

К установке в качестве секционного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 У2 [23, табл.16]. Выбор секционных выключателей приведен в таблице 7.2. При этом учтено, что ток, протекающий через секционный выключатель ГПП в послеаварийном режиме (после отключения КЗ и включения секционного выключателя с помощью АВР), равен току, протекающему через вводной выключатель в нормальном режиме. Согласно разделу 6 время действия защиты, установленной на секционном выключателе РУ НН ГПП  $t_3 = 0,9 \text{ с}$ .

Таблица 7.2 – Выбор секционного выключателя на РУ НН ГПП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 У2
$U_{с.ном} \quad U_{в.ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж} \quad I_{ном}$	$I_{утяж} = 963 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \quad I_{ном.откл}$	$i_{п0} = 9,115 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{п0} + I_{А,т} \quad \sqrt{2}I_{отк} + \frac{\beta_H}{100}$	$i_{А,т} = 8,86 \text{ кА}$	$\beta_H = 0,4$
		$i_{А.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$I_{п0} \quad I_{дин}$	$i_{п0} = 9,115 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$I_{уд} \quad I_{дин}$	$i_{уд} = 24,75 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k \text{ тер}^2$	$B_k = 87,24 \text{ кА}^2$	$I_{тер} = 20 \text{ кА} \quad t_{тер} = 3 \text{ с}$
		$I_{тер}^2 = 20^2 = 1200 \text{ кА}^2$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$I_p, \text{ А}$	$I_{утяж}, \text{ А}$	$I_{п0}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП - ТП1	10	8,90	17,80	9,115	24,75	ВВУ-СЭЩ-П-10-	ТОЛ-СЭЩ-10-01

13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ

Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

						20/1000 У2	20/5
ГПП - ТП5	10	37,51	75,02	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 75/5
ГПП - ТП3	10	81,08	162,16	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-200/5

Окончание таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП - ТП8	10	143,17	286,34	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 300/5
ГПП - ТП6	10	171,16	342,32	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 400/5
ГПП - ТП10	10	96,08	192,16	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 200/5
ГПП - ТП12	10	87,17	174,34	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 200/5
ГПП - ТП15	10	12,08	24,16	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - ТП13	10	154,52	309,04	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 400/5
ГПП - СД1	10	41,98	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 50/5
ГПП - СД2	10	41,98	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 50/5
ГПП - СД3	10	41,98	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 50/5
ГПП - СД4	10	41,98	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 50/5
ГПП - СД5	10	54,35	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 75/5
ГПП - СД6	10	54,35	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 75/5
ГПП - СД7	10	54,35	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 75/5
ГПП - СД8	10	54,35	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 75/5
ГПП - АД1	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - АД2	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - АД3	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - АД4	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - АД5	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5
ГПП - АД6	10	21,74	-	9,115	24,75	ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 У2	ТОЛ-СЭЦ-10-01 30/5

13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ

Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



### 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ-СЭЩ-70 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10 [20]. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 7.3.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке).

В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5s/0,5/10P-5/10/15-1000/5 У2 с коэффициентом трансформации 1000/5 [20].

Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, произведен в таблице 7.3. Для установки в ячейке секционного выключателя РУ НН ГПП выбран трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10P-10/15-1000/5 У2.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные [20] трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10P-10/15-1000/5 У2
$U_{с.ном} \diamond U_{в.ном}$	$U_{с.ном} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{кВ}$
$I_{утяж} \diamond I_{ном}$	$I_{утяж} = 894\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$
$I_{уд} \diamond i_{дин}$	$i_{уд} = 24,755\text{кА}$	$i_{дин} = 100\text{кА}$
$B_k \diamond I_{тер}^2 \diamond I_{тер}$	$B_k = 112,16 \text{кА}^2 \diamond$	$I_{тер}^2 \diamond I_{тер} = 40^2 \diamond = 4800\text{кА}^2 \diamond$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 7.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется по [4]. На подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра и ваттметра будем использовать цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120 [19]. В качестве счетчика активной и реактивной энергии будем использовать счетчик СЭТ-4ТМ.03.М [19]. Схема подключения выбранных

контрольно-измерительных приборов к обмоткам трансформатора тока приведена на рисунке 7.1.

Определяем нагрузку по фазам (таблица 7.5), пользуясь схемой включения (рисунок 7.1) и каталожными данными приборов [19], для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 7.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
				А	В	С
0,5s	РІК	СЭТ-4ТМ.03.М	1	0,015	-	0,015
0,5	РА	ЩМ120	1	0,1	-	0,1

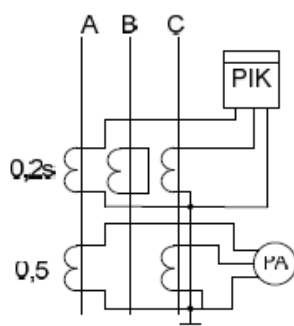


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Исходя из условного обозначения трансформатора тока знаем, что максимально допустимая нагрузка  $S_{2НОМ}$  обмотки 0,5s составляет 5 ВА, а обмотки 0,5 – 10 ВА. Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{(I_{2НОМ})^2},$$

где  $I_{2НОМ}$  – номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ:  $I_{2НОМ} = 5А$ .

1) Для обмотки 0,5s:

$$z_{2НОМ} = \frac{5}{(5)^2} = 0,2Ом$$

2) Для обмотки 0,5:

$$z_{2НОМ} = \frac{10}{(5)^2} = 0,4Ом$$

Допустимое сопротивление соединительных приборов

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

1) Для обмотки 0,5s:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом}$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов  $r_k = 0,07$  Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_k,$$

1) Для обмотки 0,5s:

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,2 - 0,0006 - 0,05 = 0,1494 \text{ Ом}$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,4 - 0,004 - 0,05 = 0,346 \text{ Ом}$$

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$$

В цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l = 5$  м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 7.1), тогда:

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

Допустимое сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}},$$

1) Для обмотки 0,5s:

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q = \frac{0,0283 \cdot 66}{0,1494} = 1,64 \text{ мм}^2$$

2) Для обмотки 0,5:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 66}{0,346} = 0,71 \text{ мм}^2$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- 1) по напряжению  $U_{с.ном} = U_{т.ном}$  ;
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

При напряжении 110 кВ в ячейках типа КРУ-СЭЩ-70 УЗк установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ®-10. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в [3].

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 7.2).

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

$$S_{нагр} \leq S_{2ном}$$

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

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

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

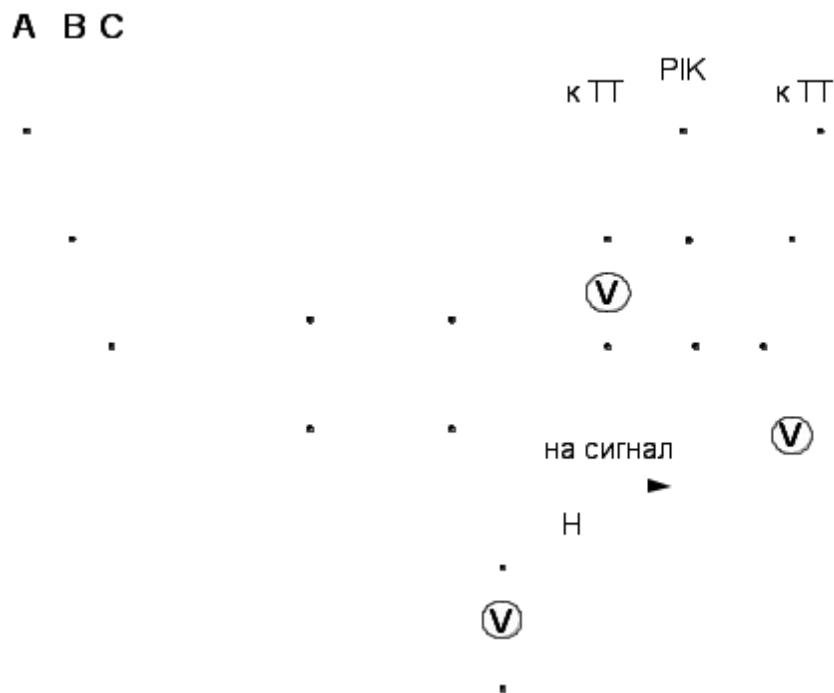


Рисунок 7.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов  
Составляем таблицу включения приборов (таблица 7.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{Q^2 + P^2}$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{27,08^2 + 61,05^2} = 66,79 \text{ ВА.}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [21], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10в классе точности 0,5  $S_{2\text{ном}}=50$  ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,  $S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 50 = 150$  ВА.

Таким образом,  $S_{\text{нагр}} < S_{2\text{ном}}$ , следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (так как высшее напряжение подстанции 110 кВ) с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10УЗ [22] и втычной разъединитель.

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип				cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность
--------	-----	--	--	--	------	------	-----------------------------

			Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА			P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	2	1	0,000	2,00	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТ-3р-01-08-Ар	1	2	3	0,38	0,925	2,28	5,55
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-3р-01-08-Ар	10	2	3	0,38	0,925	22,80	55,50
Итого:								27,08	61,05

### 7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, на вводах цеховых ТП.

Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП, при питании последних по магистральным схемам.

Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-1, на которой установлены два трансформатора типа ТМЗ-250. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки и предохранителя представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно. Каталожные данные можно взять из [23].

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНА-СЭЦ-630/10
$U_{с.ном} \diamond U_{в.ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж} \diamond I_{ном}$	$I_{утяж} = 20,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{уд} \diamond I_{дин}$	$i_{уд} = 24,75 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k \diamond I_{тер}^2 \diamond I_{тер}$	$B_k = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \diamond I_{тер} = 20^2 \diamond 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ104-10-31,5-31,5У3

$U_{с.ном} \diamond U_{в.ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж} \diamond I_{ном}$	$I_{утяж} = 20,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 31,5 \text{ А}$
$I_{ном.откл.} \diamond I_{к}$	$I_{к} = 9,115 \text{ кА}$	$I_{ном.откл.} = 31,5 \text{ кА}$

Тепловой импульс от протекания тока КЗ согласно (4.7):

$$W_{к} = I_{п0}^2 \diamond (t_{отк} + T_{а}),$$

где  $T_{а} = 0,12 \text{ с}$  согласно [11];

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} = 0 + 0,12 = 0,12 \text{ с};$$

$t_{рз}$  – выдержка времени срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$  – полное время отключения выключателя.

$$W_{к} = 9,115^2 \diamond (0,12) = 10 \text{ кА}^2 \diamond$$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП, результаты выбора сведены в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей на вводах цеховых ТП.

Номер ТП	$U_{ном},$ кВ	$I_{утяж},$ А	$I_{к},$ кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП1	10	20,23	9,115	ВНА-СЭЩ-630/10	ПКТ104-10-31,5-31,5У3
ТП3	10	80,92	9,115	ВНА-СЭЩ-630/10	ПКТ104-10-100-31,5У3
ТП5	10	50,98	9,115	ВНА-СЭЩ-630/10	ПКТ104-10-63-31,5У3
ТП6	10	129,48	9,115	ВНА-СЭЩ-630/10	ПКТ104-10-160-31,5У3

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.9.

Для Кабелей ГПП-ТП, ГПП-СД, ГПП-АД и ТП-ТП берем ток короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>:  $I_{к}=9,115 \text{ кА}$  (см. раздел 6).

					13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.9 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_k$ , кА	$t_{рз}$ , с	$t_{ов}$ , с	$T_a$ , с	$B_k$ , (кА) <sup>2</sup> ◆	$I_{к0}^2$ , (кА) <sup>2</sup>	$F_{тс}$ , мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП	9,115	0,6	0,03	0,12	62,3	79,2	95,0
ГПП-ТП (без НРП)	9,115	0,5	0,03	0,12	54,1	79,2	95,0
ТП-ТП	9,115	0,5	0,03	0,12	12,5	22,1	95,0
ГПП-СД	9,115	0,0	0,03	0,12	12,5	22,1	50,0
ГПП-АД	9,115	0,0	0,03	0,12	12,5	22,1	50,0
ТП-НРП	20,81 0	0,2	0,03	0,02	108,2	-	110,7

Тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (5.10) для кабельных линий ГПП-СД, ГПП-АД, ГПП-ТП, ГПП-ТП(без НРП), ТП-ТП:

$$B_k = 9,115^2 \cdot (0,03 + 0,12) + 12,5 \cdot 22,1 \text{ (кА)}^2$$

Тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (4.21) для кабельных линий ТП-НРП:

$$B_k = 20,81^2 \cdot (0,2 + 0,03 + 0,02) = 108,26 \text{ (кА)}^2$$

Термически стойкое сечение для кабельных линий ТП-НРП определим по выражению:

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ;

$C$  – коэффициент зависящий от жил кабеля и изоляции,  $A \cdot c^2 / \text{мм}^2 [4]$ .

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{108,26 \cdot 10^6}}{94} = 110,7 \text{ мм}^2$$

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом.

В таблице 7.10 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ.



Таблица 7.10– Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля
1	2	3
ГПП - ТП1	50	95
ГПП – ТП5	50	95
ГПП-ТП3	70	95
ГПП-ТП15	50	95
ГПП-ТП10	70	95
ГПП-ТП12	70	95
ТП2-НРП1	16	120
ТП15-НРП6	70	120
ТП5-ТП2	50	95
ТП3-ТП4	50	95
ТП8-ТП9	50	95
ТП6-ТП7	70	95
ТП10-ТП11	50	95
ТП12-ТП16	50	95

### 7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,5}{100} S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}} = 0,005 S_{\text{ТР}}$$

где  $S_{\text{ТСН}}$  – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}}$  – мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{TCH} = 0,005 \cdot 5000 = 125 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, согласно [4] выбираем трансформатор типа ТСЗ-160/10.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{НОМ} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,25 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-16-31,5 УЗ.

### 7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

В качестве цеховых ТП принимаем КТП-250/10/0,4-84У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1, КТП-1600/10/0,4-84У1[4].

Таблица 7.11– Выбор вводных и секционных автоматических выключателей

Номер ТП, НРП	Место установки выключателя	$I_p$ , А	$I_{уляж}$ , А	$I_k$ , кА	Тип выключателя	Тип НРП
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	Вводной	252,9	506	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 630 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	506	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 630 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
ТП2	Вводной	289,0	506	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 630 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	506	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 630 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
ТП3	Вводной	1156,0	2023	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	2023	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
ТП4	Вводной	1156,0	2023	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	2023	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
ТП5	Вводной	728,0	1274	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 1600 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	1274	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 1600 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
ТП6	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 4000 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; $I_{НОМ} = 4000 \text{ А}; I_o = 48 \text{ кА}$	-

13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ

Лист

ТП7	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП8	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП9	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП10	Вводной	1156,0	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП11	Вводной	1156,0	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП12	Вводной	1156,0	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП13	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП14	Вводной	1849,0	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	3237	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 4000 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП15	Вводной	289,0	505,8	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 630 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный	-	505,8	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 630 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
ТП16	Вводной	1372,0	2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	-
	Секционный		2023	20,81	ВА50-45Про; I <sub>ном</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 48 кА	
НРП1	Вводной	22,6	45	20,81	ВА51-31; I <sub>ном</sub> = 50 А; I <sub>о</sub> = 50 кА	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
	Секционный				ВА51-31; I <sub>ном</sub> = 50 А; I <sub>о</sub> = 50 кА	
НРП2	Вводной	147,0	-	20,81	ВА51-31; I <sub>ном</sub> = 160 А; I <sub>о</sub> = 50 кА	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3

13.03.02.2017.246.00.00 ПЗ

Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 7.11

1	2	3	4	5	6	7
НРП3	Вводной	230,0	460	20,81	ВА50-45Про; $I_{ном} = 630 \text{ A}$ ; $I_o = 48 \text{ кА}$	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
	Секционный					
НРП4	Вводной	252,0	-	20,81	ВА51-31; $I_{ном} = 250 \text{ A}$ ; $I_o = 50 \text{ кА}$	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
НРП5	Вводной	183,0	-	20,81	ВА51-31; $I_{ном} = 200 \text{ A}$ ; $I_o = 50 \text{ кА}$	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
НРП6	Вводной	71,0	142	20,81	ВА51-31; $I_{ном} = 160 \text{ A}$ ; $I_o = 50 \text{ кА}$	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
	Секционный					
НРП7	Вводной	231,0	-	20,81	ВА51-31; $I_{ном} = 250 \text{ A}$ ; $I_o = 50 \text{ кА}$	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3

#### Выводы по разделу семь

В данном разделе было выбрано электрооборудование системы электроснабжения завода, а именно ячеек КРУ ГПП, выключатели, трансформаторы тока в КРУ, трансформаторы напряжения, ТСН ГПП и вводные и секционные автоматические выключатели РУ НН КТП и вводных автоматов.

## 8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре системы сборных шин, расчет будем вести для двух секций.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

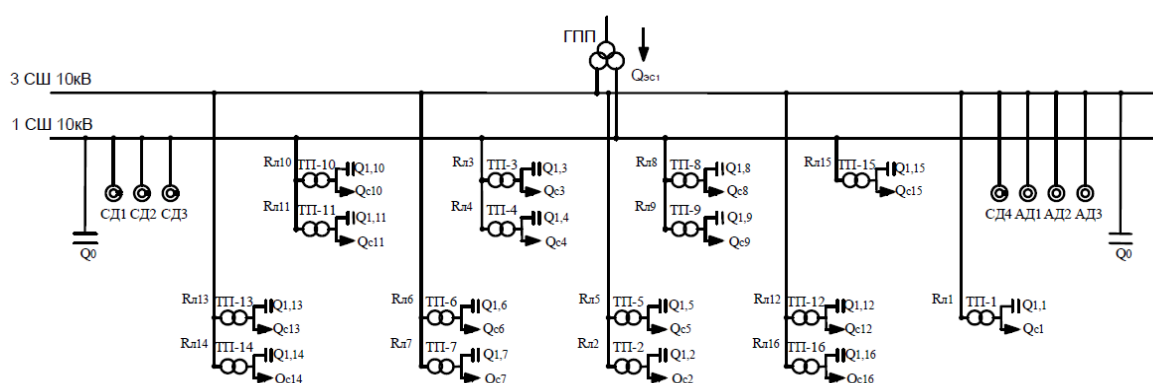


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Таблица 8.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{тпi}$ , кВА	$Q_{i1}$ , кВАр	$\Delta Q_{тпi}$ , кВАр	$R_{тпi}$ , Ом	$R_{ли}$ , Ом
ТП1	250	89,70	9,65	5,92	0,14
ТП2	250	89,70	9,65	5,92	0,03
ТП3	1000	428,30	36,70	1,08	0,05
ТП4	1000	428,30	36,70	1,08	0,02
ТП5	630	270,40	24,50	1,91	0,08
ТП6	1600	1 004,03	90,35	0,64	0,02
ТП7	1600	1 004,03	90,35	0,64	0,03
ТП8	1600	787,90	68,58	0,64	0,01
ТП9	1600	787,90	68,58	0,64	0,02
ТП10	1000	583,88	46,33	1,08	0,07
ТП11	1000	583,88	46,33	1,08	0,02
ТП12	1000	583,88	46,33	1,08	0,11
ТП13	1600	767,98	77,45	0,64	0,07
ТП14	1600	767,98	77,45	0,64	0,03
ТП15	250	116,50	11,45	5,92	0,14
ТП16	1000	478,20	35,25	1,08	0,04
ИТОГО		8 772,56	775,65		

В таблице обозначено:

$S_{нті}$  – номинальная мощность трансформатора  $i$ -й ТП;

$Q_{лі}$  и  $\Delta Q_{ті}$  – реактивная нагрузка на трансформаторы  $i$ -й ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{ті}$  – активное сопротивление трансформаторов  $i$ -й ТП;

$R_{лі}$  – активное сопротивление  $i$ -й кабельной линии.

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

$$R_{ті} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{н}^2}{S_{нті}^2},$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{лі} = r_{оли} \cdot l_i,$$

где  $r_{оли}$  – удельное сопротивление  $i$ -й линии, Ом/км, [16];

$l_i$  – длина  $i$ -й линии, км.

Также в составе электроприемников СШ1 и СШ3 имеется 2СД с активной мощностью  $P_{сд}=1000$  кВт, 2 СД с активной мощностью  $P_{сд}=630$  кВт и 3 АД с активной мощностью  $P_{сд}=400$  кВт. Данные двигателей приведены в таблице 8.2 [4]:

Таблица 8.2 – Номинальные данные двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{НОМ}$ , кВ	$P_{сд.нн}$ , кВт	$Q_{сд.нн}$ , кВАр	$N_i$ , шт	$n_i$ , об/мин	$D_{1i}$ , кВт	$D_{2i}$ , кВт
СД 1000	СТД	10	1000	-620	2	3000	3,21	3,03
СД 630	СТД	10	630	-472,5	2	3000	2,07	3,44
АД 400	ДАЗО	10	400	248	3	-	-	-

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд.мі} = \alpha_{мі} \cdot P_{сд} \cdot \sqrt{\frac{2}{\cos^2 \varphi_{ні}} + \frac{2}{\cos^2 \varphi_{ні}}},$$

где  $\alpha_{мі}$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки  $\beta_{сдi}$  по активной мощности и номинального коэффициента мощности  $\cos \varphi_{ні}$ . Примем, что все синхронные двигатели имеют  $\beta_{сд}=0,9$ , по [17, прил. 2]  $\alpha_{м}=0,59$ .

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной (известна из технико-экономического сравнения):  $C_0 = 2,577$  руб/кВт ч,  $\tau=2722,66$  ч. Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

а) для низковольтных батарей конденсаторов 0,4 кВ:

$$Z_{Г.КН_i} = E \cdot K_{б.к.н} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.н}$$

$$Z_{Г.КН_i} = 0,203 \cdot 60000 + 2,577 \cdot 722,66 = 101177 \text{ руб / Мвар}$$

б) для высоковольтных батарей конденсаторов 10 кВ:

$$Z_{Г.КВ_i} = E \cdot K_{б.к.в} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.в}$$

$$Z_{Г.КВ_i} = Z_{10} = 0,203 \cdot 80000 + 2,577 \cdot 722,66 = 50588 \text{ руб / Мвар}$$

где  $E$  – коэффициент отчислений;

$K_{б.к.н}, K_{б.к.в}$  – капитальные затраты батарей конденсаторов;

$\Delta P_{б.к.н}, \Delta P_{б.к.в}$  – удельные потери активной мощности в конденсаторах комплектных компенсирующих устройств.

в) для синхронных двигателей (СТД-1000):

$$Z_{1Г.СД_i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД,ном_i}}$$

$$Z_{2Г.СД_i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_{1СД,ном_i}^2}$$

$$Z_{1Г.СД_i} = 2,577 \cdot 722,66 \cdot \frac{3,21}{0,620} = 36368 \text{ руб/Мвар.}$$

$$Z_{2Г.СД_i} = 2,577 \cdot 722,66 \cdot \frac{3,03}{4 \cdot 0,620^2} = 27684 \text{ руб / Мвар}^2.$$

Реактивная мощность СД:

$$Q_{сд1} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.сд}}{2a \cdot C_{03.СД}} \quad (8.1)$$

где  $a = \frac{1000}{(U_n)^2} = \frac{1000}{(10^2)} = 10 \text{ кВ}^{-2}.$

$$R_{\text{э.сд}} = \frac{R_{\text{л.сд}}^3}{Na C} + \frac{2g_{\text{сд}}}{\sigma_0 \sigma},$$

$$R_{\text{э.сд}} = \frac{0,173}{2} + \frac{27684}{10 \cdot 2,577 \cdot 722,66} = 0,48 \text{ Ом.}$$

$$Q_{\text{сд1}} = \frac{50588 - 36368}{2 \cdot 2,577 \cdot 722,66 \cdot 0,48} = 0,21 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 8.3

Таблица 8.3 – Результаты расчетов

Обозначение СД на схеме	$Q_{\text{сд}i}$ , МВАр	$Z_{1г.сдi}$ , руб/МВАр	$Z_{2г.сдi}$ , руб/МвВАр <sup>2</sup>	$R_{\text{э.сд}i}$ , Ом	$Q_{\text{сд}i}$ , МВАр
СД 1000	1,39	36368	27684	0,48	0,21
СД 630	0,93	30773	54117	0,93	0,15
-	2,32	-	-	-	0,36

Для определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными конденсаторными батареями, находим эквивалентные сопротивления трансформаторных подстанций.

Для ТП-13 и ТП-14 питающихся по магистральным линиям (рисунок 8.2), сначала введем обозначения:

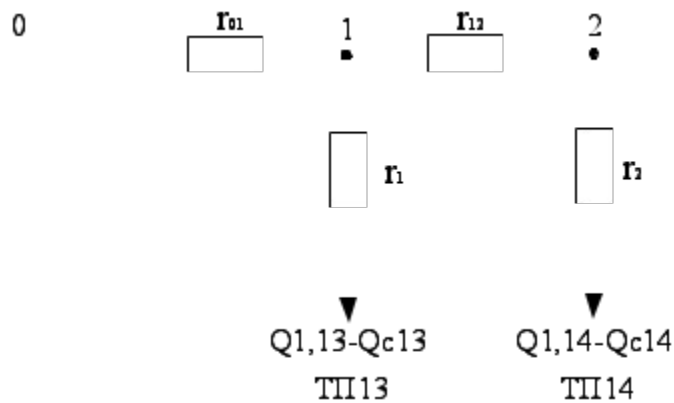


Рисунок 8.2 - Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{\text{л13}} = 0,07 \text{ Ом.}$$

$$r_{12} = R_{\text{л14}} = 0,03 \text{ Ом.}$$

$$r_1 = R_{\text{тр13}} = 0,64 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = R_{\text{тр14}} = 0,64 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рисунку 8.2:



$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2},$$

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{0,64} + \frac{1}{0,01 + 0,64} = \frac{1}{0,322} \text{ Ом}^{-1}.$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП13 и ТП14.

$$R_{Э13} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) r_1,$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,07}{0,322}\right) 0,64 = 0,779 \text{ Ом.}$$

$$R_{Э14} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) (r_{12} + r_2),$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,07}{0,322}\right) (0,03 + 0,64) = 0,81 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по магистральным линиям, результаты расчета представлены в таблице 8.4.

Оптимальное значение реактивной мощности низковольтных конденсаторных батарей, подключенных к шинам трансформаторных подстанций, определим в предположении, что к шинам главной понизительной подстанции подключены высоковольтные конденсаторные батареи.

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1г.кн}}{2 \cdot Z_{Эi}}, \quad (8.2)$$

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}},$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1г.кн}}{2 \cdot \Delta Q_{Ti}},$$

$$Z = \frac{50588 - 101177}{2 \cdot 577 \cdot 722,66} = -0,36 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

Результаты расчета мощностей источников  $Q_{ci}$  низковольтных БК сводим в таблицу 8.4, при этом принимаем только положительные значения.

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

Определим экономически целесообразную реактивную мощность как:

$$Q'_{\text{ЭС}} = \text{tg}\varphi \cdot P_{\text{PH}} + \Delta P_{\text{Т.ГПП}},$$

Таблица 8.4 – Расчет мощности БК

Место установк и БК	1/R <sub>т1</sub> , 1/Ом	R <sub>эi</sub> , Ом	Q <sub>ci</sub> , МВАр		Q <sub>ki</sub> , кВАр	Q <sub>ki</sub> + Q <sub>ci</sub> 2 · (Q <sub>ki</sub> ± Q <sub>ci</sub> ) кВАр	Тип принятой стандартной БК	Q <sub>сти</sub> , кВА р
			Расчет ное	Прин ятое				
ТП1	-	6,06	0,040	0,040	0,00	40	2хУКМ58-0,4-50- 10У3	100
ТП2	0,69	6,28	0,042	0,042	0,00	42	2хУКМ58-0,4-50- 10У3	100
ТП3	1,84	1,18	0,160	0,160	0,00	160	2хУКМ58-0,4-180- 30У3	360
ТП4	1,84	1,20	0,165	0,165	0,00	165	2хУКМ58-0,4-180- 30У3	360
ТП5	0,69	2,02	0,117	0,117	0,00	117	2хУКМ58-0,4-133- 33,3У3	266, 66
ТП6	51,49	1,30	0,817	0,817	0,00	817	2хУКМ58-0,4-900- 100У3	1800
ТП7	51,49	1,36	0,830	0,830	0,00	830	2хУКМ58-0,4-900- 100У3	1800
ТП8	3,08	0,66	0,311	0,311	0,00	311	2хУКМ58-0,4-335- 67У3	670
ТП9	3,08	0,68	0,327	0,327	0,00	327	2хУКМ58-0,4-350- 50У3	700
ТП10	1,84	1,22	0,335	0,335	0,00	335	2хУКМ58-0,4-350- 50У3	700
ТП11	1,84	1,24	0,340	0,340	0,00	340	2хУКМ58-0,4-360- 40У3	720
ТП12	1,82	1,30	0,353	0,353	0,00	353	2хУКМ58-0,4-380- 20У3	760
ТП13	3,06	0,78	0,384	0,384	476,33	860,33	2хУКМ58-0,4-900- 100У3	1800
ТП14	3,06	0,81	0,401	0,401	476,33	877,33	2хУКМ58-0,4-900- 100У3	1800
ТП15	-	6,06	0,069	0,069	25,25	94,25	2хУКМ58-0,4-100- 10У3	200
ТП16	1,82	1,34	0,245	0,245	0,00	245	2хУКМ58-0,4-270- 30У3	540
Итого по заводу	-	-	-	9,87	1955,82	5913,91 11827,82	-	1268

$$Q'_{\text{ЭС}} = 0,5 \cdot (23,7 + 0,112) = 11,91 \text{ МВАр.}$$

Мощность, приходящаяся на 1 и 3 секцию с.ш. ГПП:

$$Q_{ЭС1} = \frac{Q_{ЭС}}{2},$$

$$Q_{ЭС1} = \frac{11,91}{2} = 5,96 \text{ МВАр.}$$

Определяем мощность высоковольтной БК: подключенной к 1 и 3 СШ:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{16} (Q_{li} + \Delta Q_{Тi\Delta Di}) + \frac{\Delta Q_{Т.ГПП}}{2} + Q_{ЭС1} - Q_{ЭС3} - \frac{Q_{ЭС}}{2},$$

$$Q_0 = 8772,56 + 775,65 + \frac{1690,53}{2} + (248) - 6338 - 5960 = -1160 \text{ кВАр} < 0$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК в РУ 10 кВ ГПП, т.е. в СЭС завода имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Поэтому можно и нужно уменьшить их мощность. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на с.ш. РУ ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

В данном случае, коэффициент Лагранжа определяется по выражению:

$$\lambda = \frac{2 \sum_{i=1}^{16} (Q_{li} + \Delta Q_{Тi\Delta Di}) + \frac{\Delta Q_{Т.ГПП}}{2} + Q_{ЭС1} - Q_{ЭС3} - \frac{Q_{ЭС}}{2}}{\sum_{i=1}^{16} \frac{1}{R_{Эi}} + \sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{Э.СДi}}}, \quad (8.3)$$

где

$$Q' = \sum_{i=1}^{16} (Q_{li} + \Delta Q_{Тi\Delta Di}) + \frac{\Delta Q_{Т.ГПП}}{2} + Q_{ЭС1} - Q_{ЭС3} - \frac{Q_{ЭС}}{2},$$

$$Q' = 8772,56 + 775,65 + \frac{1690,5}{2} + 248 - \frac{11910}{2} = 5,18 \text{ МВАр.}$$

Тогда по формуле (8.19):

$$\lambda = \frac{2 \cdot 40 \cdot 2,577 \cdot 722,66 \cdot 18 \cdot 10^{-3} + \frac{101177}{6,06} + \frac{36368}{0,48} + \frac{30773}{0,93}}{\frac{1}{6,06} + \frac{1}{0,48} + \frac{1}{0,93}} = 37995 \text{ руб/ МВАр.}$$

Уточняем реактивные мощности источников:

– подключенных к с.ш. ГПП, по формулам (8.8) и (8.13), в которых затраты  $Z_{10}$  заменяем на коэффициент Лагранжа  $\lambda$ .

Проверяем баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП, это равенство генерируемых  $Q_G$  и потребленных  $Q_P$  реактивных мощностей:

$$Q_{P1} = \sum_{i=1}^{16} Q_i + \Delta Q_T + \frac{\Delta Q_{T, ГПП}}{2} + Q_{Ад},$$

Таблица 8.5 – Результаты расчёт с применением коэффициента Лагранжа

Обозначение СД на схеме	$Q_{СДми}$ , МВАр	$Z_{1ГСДi}$ , руб/МВАр	$Z_{2ГСДi}$ , руб/МВАр <sup>2</sup>	$R_{Э.сдi}$ , Ом	$Q_{СДi}$ , МВАр
СД 1000	1,39	36368,59	27684,86	0,48	0,02
СД 630	0,93	30773,84	54117,53	0,93	0,06

Таблица 10.6 – Расчёт мощности БК

Место устан овки БК	$1/R_{ГЛ}$ , 1/Ом	$R_{Эi}$ , Ом	$Q_{Ci}$ , МВАр		$Q_{ki}$ , кВАр	$Q_{ki} + Q_{C}$ , кВАр	Тип принятой стандартной БК	$Q_{sti}$ , кВАр
			Расч етно е	Прин ятое				
ТП1	-	6,06	0,025	0,025	0,0	25,0	2хУКМ58-0,4-30-10У3	60
ТП2	0,69	6,28	0,028	0,028	0,0	28,0	2хУКМ58-0,4-50-10У3	100
ТП3	1,84	1,18	0,084	0,084	0,0	84,0	2хУКМ58-0,4-100-10У3	200
ТП4	1,84	1,20	0,090	0,090	0,0	90,0	2хУКМ58-0,4-108-36У3	216
ТП5	0,69	2,02	0,072	0,072	0,0	72,0	2хУКМ58-0,4-100-10У3	200
ТП6	51,49	1,30	0,748	0,748	0,0	748,0	4хУКМ58-0,4-380-20У3	1520
ТП7	51,49	1,36	0,763	0,763	0,0	763,0	4хУКМ58-0,4-390-30У3	1560
ТП8	3,08	0,66	0,175	0,175	0,0	175,0	2хУКМ58-0,4-180-30У3	360
ТП9	3,08	0,68	0,195	0,195	0,0	195,0	2хУКМ58-0,4-225-37,5У3	450
ТП10	1,84	1,22	0,261	0,261	0,0	261,0	2хУКМ58-0,4-300-30У3	600
ТП11	1,84	1,24	0,267	0,267	0,0	267,0	2хУКМ58-0,4-300-30У3	600
ТП12	1,82	1,30	0,284	0,284	0,0	284,0	2хУКМ58-0,4-335-67У3	670
ТП13	3,06	0,78	0,269	0,269	476,3	745,3	4хУКМ58-0,4-380-20У3	1520
ТП14	3,06	0,81	0,290	0,290	476,3	766,3	4хУКМ58-0,4-380-20У3	1520
ТП15	-	6,06	0,054	0,054	25,3	79,3	2хУКМ58-0,4-100-10У3	200
ТП16	1,82	1,34	0,178	0,178	0,0	178,0	2хУКМ58-0,4-225-37,5У3	450
Итого :	-	-	-	7,566	1955,8	4760,9	-	-
Итого по заводу :	-	-	-	-	-	9521,8	-	10226

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^{16} Q_{CTi} + Q_{CD} + Q_0 + Q_{ЭC1},$$

$$Q_0 = 8772,56 + 775,65 + \frac{1690,53}{2} + (248) - \frac{10226}{2} - 5960 = 64,5 \text{ кВАр} < 0$$

$$Q_{P1} = (8772,56 + 775,65) + \frac{1690,5}{2} + 248 = 11,14 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{r1} = \frac{10226}{2} + 20 + 60 + 64,5 + 5960 = 11,22 \text{ Мвар.}$$

Получили погрешность 0,62 %. Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе главной понизительной подстанции:

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{P1} + \sum_{i=1}^n Q_{Ki} - \sum_{i=1}^n Q_{CTi} - Q_{CDi}}{\frac{P_{PI}}{2}},$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{11,14 + 1,95 - (\frac{10,22}{2} + 0,15 + 0,21)}{\frac{23,81}{2}} = 0,64.$$

Резерв реактивной мощности находится по выражению:

$$Q_{PE3\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{C.D.Mi} - Q_{C.Di})}{Q_{P1}} \cdot 100\%,$$

$$Q_{PE3\%} = \frac{1,39 + 0,93 - 0,15 - 0,21}{11,14} \cdot 100 = 17,6\%.$$

Выводы по разделу восемь

По расчетным мощностям конденсаторных батарей были выбраны из справочника стандартные мощности. Получили погрешность 4,46%, следовательно расчет произведен верно.

## 9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Согласно исходным данным, высоковольтными электроприемниками завода металлоконструкций являются синхронные и асинхронные двигатели, установленные в компрессорной и насосной станции соответственно. Поэтому будет достаточно провести проверку только на «просадку» напряжения.

Проверку целесообразней выполнить для режима, когда один трансформатор на ГПП в ремонте, а секционный выключатель включен.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

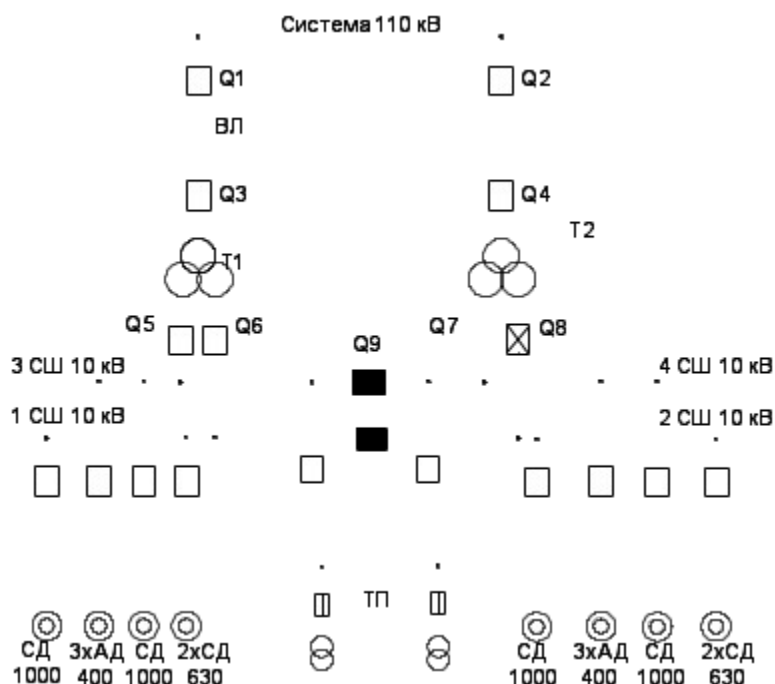


Рисунок 9.1 – Электрическая схема СЭС предприятия

Расчёт произведём для секции сборных шин 3 и 4, так как к ней подключены асинхронные двигатели, а они более чувствительны к колебаниям напряжения, так как их максимальный момент пропорционален квадрату напряжения.

На практике не применяют пуск сразу всех двигателей, поэтому в расчёте будем использовать только половину.

Значения сопротивлений кабельных линии питающие двигатели, возьмём из раздела 7, сопротивление энергосистемы, ВЛ и трансформатора ГПП из раздела 4.

Сопротивление для двигателей, участвующих в пуске:

$$X_d = \frac{S_6 \cdot \left(\frac{U_{НОМ}}{U_6}\right)^2}{S_{П} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{НОМ}}\right)^2},$$

где  $S_{П}$  – расчетная пусковая мощность СД, МВА.

$$S_{\Pi} = \frac{P_{\text{НОМ}} K_{\Pi}}{\cos \varphi},$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность ЭД;  
 $K_{\Pi}$  – кратность пускового тока;  
 $\cos \varphi, \eta$  – номинальные параметры ЭД.

Для СДТ – 1000:

$$S_{\Pi} = \frac{1000 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,964} = 8,2 \text{ МВА.}$$

Для ДАЗО4-400 считаем аналогично.

Кроме СД участвующих в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»:

$$S_{\text{п.н.}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2},$$

где  $P_{\text{н}}$  – активная нагрузка других ЭП;  
 $Q_{\text{н}}$  – реактивная нагрузка других ЭП.

К СШ 3 и 4 подключены: склад готовой продукции, маляропокрасочный цех, сварочный цех 1, 2/3 нагрузки сварочного цеха 2, теплица, теплопункт, заводоуправление. Суммарная активная мощность:

$$P_{\text{н}} = (192,2 + 1885,4 + 3539,1 + 3208 \cdot \frac{2}{3} + 144 + 82,3 + 98,8) = 8821,2 \text{ кВт.}$$

Суммарная реактивная мощность:

$$Q_{\text{н}} = (255 + 1458,2 + 3151,6 + 3503,3 \cdot \frac{2}{3} + 103,7 + 53,6 + 126,2) = 7483,8 \text{ кВАр.}$$

$$S_{\text{п.н.}} = \sqrt{8821,2^2 + 7483,8^2} = 11568,1 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{п.э.}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + (S_{\Pi} + Q_{\text{н}} + Q_{\text{СД}} + Q_{\text{АД}})^2},$$

где  $Q_{\text{СД}}$  и  $Q_{\text{АД}}$  – реактивная мощность двигателей, которые находятся в режиме работы.

$$S_{п.э.} = \sqrt{8821,2^2 + (2800 + 8200 + 7483,8 - 620 + 248)^2} = 25764 \text{ кВА.}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяют выражением:

$$X_{п.э.} = \frac{S_{б.н.} J_{ном}^2}{S_{п.э.} J_{б.н.}^2},$$

$$X_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 0,5^2}{25,765 \cdot 0,5^2} = 38,8 \text{ Ом.}$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД, найдем из выражения:

$$U_{\partial} = U_C \frac{X_{п.э.}}{X_{п.э.} + X_C},$$

где  $U_C$  – напряжение питающей сети, кВ;

$X_C$  – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

$$U_{\partial} = 10,5 \frac{38,8}{38,8 + 8,361} = 8,64 \cdot 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ.}$$

При пуске синхронных двигателей провал напряжения должен быть не более 20% от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется.

Дополнительно установим устройство плавного пуска, с целью обеспечения плавного разгона и остановки двигателя, уменьшения пусковых токов и согласование крутящего момента двигателя с моментом нагрузки, что положительно повлияет на показатели качества электроэнергии, а также увеличит срок работоспособности двигателя. В качестве устройства плавного пуска, выберем УПВВЭ1-800-10,5УХЛ4.

Выводы по разделу девять

Была выполнена проверка на провалы напряжения, полученные значения находятся в пределах допустимых. Также проведена установка устройств плавного пуска.



## 10 ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ И ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ 160

### 10.1 Организация защиты

Максимальная токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), реализующая защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 автоматического выключателя QF1, которые приведены в табл. 10.2 и показаны на карте селективности, построенной для напряжения 0,4 кВ. Для каждого тока выключателя QF1 указаны два значения – в знаменателе – рассчитанные для сети 380 В, а в числителе – приведенные к напряжению 6 кВ. Организация защиты показана на рисунке 10.1.

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}} \cdot k_{ЗП} = \frac{160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} \cdot 1,6 = 15,41 \cdot 1,6 = 24,6 \text{ А}$$

$$I_{ПИК} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = 2,5 \cdot 24,6 = 61,5 \text{ А}$$

При проведении расчетов введем обозначения:

– ВТХ выключателя QF1 все расчетные параметры (уставки тока и времени) обозначим индексом Е. Этой же буквой будем обозначать характерную точку ВТХ, где необходимо учитывать согласование с вышестоящими защитами.

– Аналогично индексом Д обозначим параметры защиты на стороне ВН трансформатора Т1.

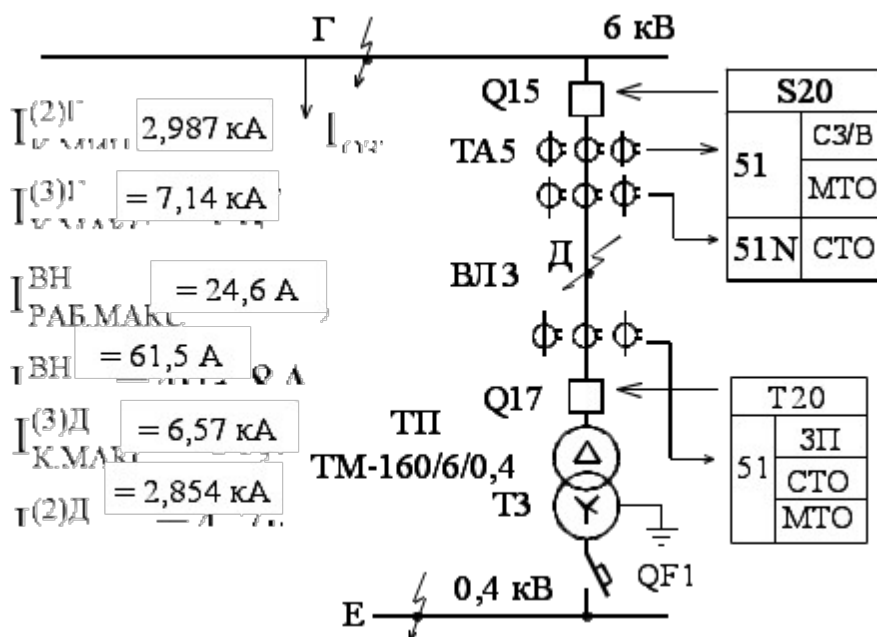


Рисунок 10.1 – Организация защиты



Удельные емкостные токи воздушной линии приведены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Результаты расчета тока ОЗЗ

Обозначение линии	Марка кабеля	Удельный емкостной ток линии $I_{уд}$ , А/км	Длина линии $L_i$ , км	Емкостной ток линии $I_{Ci}$ , А
Л1	ААШВ-(3x120)	0,89	0,075	0,067
Л2	ААШВ-(3x70)	0,71	0,11	0,078
Л3	ААШВ-(3x185)	1,2	0,08	0,096
$I_{\Sigma ОЗЗ ПС}$	-	-	-	12
ВЛЗ	И-3x35	0,52	0,35	0,175
$I_{\Sigma ОЗЗ РП}$	-	-	-	10
Ток ОЗЗ 1-1 СШ, А				22,146

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SeramS20.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо рассчитать собственные емкостные токи кабельных линий  $I_{Ci}$  и суммарный ток ОЗЗ  $I_{\Sigma ОЗЗ}$ .

Собственный емкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению:

$$I_{Ci} = I_{уд} \cdot L_{кли},$$

где  $I_{уд}$  – удельный емкостный ток кабельной линии, А/км;

$L_{кли}$  – длина линии, км.















## 10.2.2 Чувствительность защиты от перегрузки как резервной защиты

Проверим чувствительность защиты от перегрузки, как резервной защиты. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора Т1 в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что ток двухфазного КЗ меньше тока однофазного КЗ, рассмотрим определение коэффициента чувствительности к току двухфазного КЗ.

$$K_{ч.зп}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{K.МИН}^{(2)E}}{\sqrt{3} \cdot K_U \cdot I_{C.П}} = \frac{2 \cdot 4074}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 33} = 9,5 \geq K_{ч.зп.ДОП} = 3$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

## 10.3 Селективная токовая отсечка

### 10.3.1 Ток срабатывания селективной токовой отсечки

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

Отстройка от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН  $I_{ПИК}^{ВН}$

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{НО}}{K_B} \cdot I_{ПИК}^{ВН} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 61,5 = 72,35 \text{ А}$$

где  $K_{НО} = 1,1$  – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты;

$I_{ПИК}^{ВН} = 61,5 \text{ А}$  – пиковый ток трансформатора Т1 на стороне ВН.

Защита должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q1} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{C.CO.ПРЕД} = K_{Н.СОГЛ} \cdot \frac{I_{sd.QF1}}{K_U}$$

$$I_{C.CO} = 1,3 \cdot \frac{1150}{15} = 100 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов  $I_{sd.Q1} = 100 \text{ А}$ .

### 10.3.2 Время срабатывания селективной токовой отсечки

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						





### 10.5.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока. Так как КЛЗ питает трансформатор ТЗ, то максимальный ток нагрузки, протекающий по ней равен максимально возможному току трансформатора:

$$I_{c.coQ17} = I_{c.coQ15} = I_{sdQ15} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{нук}^{BH} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 61,5 = 72,4 \text{ А}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q15 должна быть согласована с уставкой тока СТО стоящей ниже защиты на выключателе Q17:

$$I_{sdQ15} \geq K_{н.согл} \cdot I_{sdQ17} = 1,3 \cdot 160 = 208 \text{ А}$$

где  $K_{н.согл} = 1,3$  – коэффициент надежности согласования с нижестоящей защитой.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q15 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q17:

$$t_{sdQ15} = t_{sdQ17} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}$$

Коэффициент чувствительности защиты определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии в точке Д:

$$\frac{I_{km \in \zeta^{2,D}}}{I_{sdQ15}} = \frac{2854}{208} = 13,72 > K_{ч.дон} = 1,5$$
$$K_{ч.сз}^{(2)D} = \zeta$$

Коэффициент чувствительности защиты при дальнем резервировании защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора определяется по минимальному из двух токов КЗ за трансформатором ТЗ в точке Ж [3, табл. 16.1]:

$$2 \cdot \frac{I_{km \in \zeta^{2,Ж}}}{\sqrt{3} \cdot I_{sdQ15} \cdot K_U} = \frac{2 \cdot 3988}{\sqrt{3} \cdot 208 \cdot 15} = 1,47 < K_{ч.дон} = 1,5$$
$$K_{ч.сз}^{(2)Ж} = \zeta$$

Селективная защита имеет достаточную чувствительность в зоне действия, но нечувствительна в зоне резервирования.

Расчет зависимой время-токовой характеристики селективной защиты. Кривая должна пройти через точку с координатой по времени 0,9 с и

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



### 10.5.2.3 Согласование с нижестоящей МТО выключателя Q17:

$$I_{iQ15} \geq K_{н. согл} I_{iQ17} = 1,3 \cdot 368,7 = 479,3 \text{ А}$$

За расчетный ток примем  $I_{iQ15} = 479,3 \text{ А}$ .

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени, действует на отключение трансформатора.

Проверка на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$\frac{I_{км \in i^{2r}}}{I_{iQ15}} = \frac{2987}{479,3} = 6,23 > K_{ч. мо. доп} = 2$$
$$K_{ч. мо}^{(2)} = i$$

Мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

### 10.6 Защита линии ВЛЗ от ОЗЗ

Ток срабатывания защиты  $I_{С.зi}$  отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения  $I_{С.зPi}$ )

$$I_{С.зП.ВЛЗ} = I_{С.ВЛЗ} + I_{С.ВЛЗ} = 0,175 \text{ А}$$

$$I_{С.з.ВЛЗ} \geq K_{н.с} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.зП.ВЛЗ} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 0,175 = 0,252 \text{ А}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч. ВЛЗ} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.зП.ВЛЗ}}{I_{С.з.ВЛЗ}} = \frac{22,146 - 0,175}{0,252} = 93,6 \geq K_{ч. доп} = 1,25$$

Следовательно, защита линии ВЛЗ от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

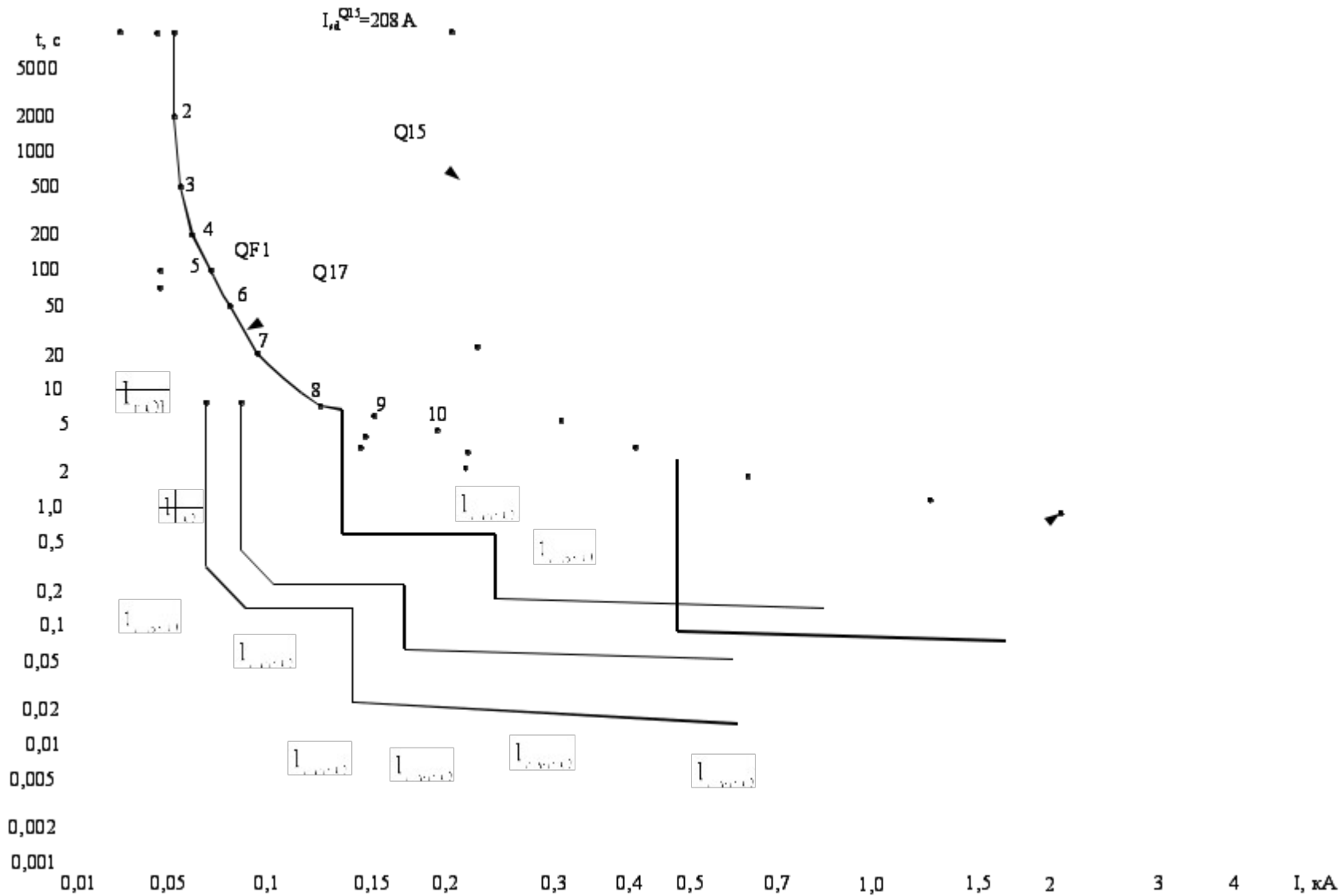


Рисунок 10.4 – Карта селективности защиты трансформатора и кабельной линии



## Выводы по разделу 10

На рисунке 10.4 приведены время-токовые характеристики выключателей QF1, Q15 и Q17, показаны их уставки по току и времени для защиты от перегрузки, селективной защиты и мгновенной токовой отсечки.

Уставки по току для селективной защиты выключателей Q14, Q10, Q9 и Q5 выбраны с учётом отстройки от селективной токовой отсечки нижестоящей защиты.

Уставки по току для мгновенной токовой отсечки выключателей QF1, Q15 и Q17 также выбраны с учётом отстройки от мгновенной токовой отсечки нижестоящей защиты.

Коэффициенты чувствительности селективной защиты и мгновенной токовой отсечки удовлетворяют нормативным значениям.

						Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -ой группы одинаковых элементов;  
 $C_{\text{Э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии;  
 $У$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Будем считать, что обе схемы равнонадежны. Соответственно народнохозяйственный ущерб равен нулю.

$E_i$  является суммой нормативного коэффициента  $E_n=0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{Ai}$ , и расходов на обслуживание  $E_{oi}$ :

$$E_{iH} = E_{Ai} + E_{oi} + E_n \quad (11.2)$$

Коэффициент  $E_i$  может быть определен по [2, табл. 2.23].

$K_i$  – сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}} \quad (11.3)$$

где  $K_{\text{СПРАВ}}$  – капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен на 2000 г;

$K_{\text{ДЕФЛ}}$  – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен.;

$K_{\text{НДС}}$  – коэффициент, включающий НДС в капитальные затраты на оборудование.

Согласно [17]:  $K_{\text{дефл}}=4,04$ ,  $K_{\text{ндс}}=1,18$ .

Стоимость потерь электроэнергии в общем виде:

$$C_{\text{Э}} = \Delta A_{\text{Л}} \cdot C_0 \quad (11.4)$$

где  $\Delta A_{\text{Л}}$  – потери электроэнергии в кабельной линии, кВт.ч.;

$C_0$  – стоимость электроэнергии, руб./кВт.ч.

Примем стоимость электроэнергии равной предельному уровню нерегулируемых цен на электроэнергию для предприятий мощностью более 10 МВт –  $C_0=2,57$ руб/кВт.ч.

Расчет проведем для кабельной линии КЛ1 и КЛ3 при питании по магистральной схеме.

Выбираем кабель для кабельных линий КЛ1 и КЛ3 марки АПвКП сечением  $120 \text{ мм}^2$  с погонными параметрами  $r_0=0,206 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0=0,108 \text{ Ом/км}$ .

Длину кабельной линии определим по генплану,  $l=0,21 \text{ км}$ .

Тогда потери электроэнергии, согласно (6.8) равны:

$$\Delta A_{\text{КЛ1,3}} = 2 \cdot (0,206 \cdot 0,21)^2 \cdot 722,66 \cdot 21 = 16873,3 \text{ кВт.ч.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Укрупненные стоимостные показатели берем из справочника [8, табл. 7.12, табл. 7.18] и [15]. В стоимость кабельных линий включены кабель, строительные и монтажные работы, прокладка двух кабелей в траншее.

Стоимость потерь электроэнергии для обоих вариантов будем находиться по выражению (6.4):

$$C_{Э1} = (\Delta A_{КЛ1,3} + \Delta A_{КЛ2,4}) \cdot \Phi_0,$$

$$C_{Э2} = (\Delta A_{КЛ1,3} + \Delta A_{КЛ2,4}) \cdot \Phi_0,$$

Результаты расчета экономических показателей схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ сведены в таблицы 11.1 и 11.2.

Таблица 11.1 – Экономические показатели магистральной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость б. единицы, тыс.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е,	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери энергии Вт ч	Стоимость потерь энергии руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2	85	810,4	0,193	156,4	-	-
2	Кабельная линия 2хАПвКП-3х120 ГПП – ТП13	км	0,21	2100	2102,3	0,152	319,5	20723	53,4
3	Кабельная линия 2хАПвКП-3х70 ТП13 – ТП14	км	0,099	2100	991,1	0,152	150,6	4276,5	11
4	Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4	85	1620,8	0,193	312,8	-	-
5	Предохранитель	шт.	4	-	2,3	0,193	1,7	-	-
6	Выключатель нагрузки	шт.	4	-	14	0,193	10,8	-	-
7	Выключатель автоматический	шт.	2	-	95	0,193	36,6	-	-
8	Трансформатор тока	шт.	6	-	9,2	0,193	10,6	-	-
Итого							999		64,4

Таблица 11.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость руб. единицы, тыс.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, о.	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери ч. электроэнергии,	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб.
1	Ячейка выключателя отходящей линии	шт	4	85	1600,8	0,193	312,8	-	-
2	Кабельная линия 2хАПвКП-3х120 ГПП – ТП13	км	0,21	2100	2102,3	0,152	319,5	9071	23,4
3	Кабельная линия 2хАПвКП-3х120 ГПП – ТП14	км	0,309	2100	3093,4	0,152	470,2	13348	34,4
4	Выключатель автоматический	шт.	4	-	95	0,193	73,34	-	-
5	Трансформатор тока	шт.	12	-	9,2	0,193	21,2	-	-
Итого							1197		57,8

Согласно выражению (11.1):

$$Z_1 = 999 + 64,4 = 1063,4 \text{ тыс.р.}$$

$$Z_2 = 1197 + 57,8 = 1254,8 \text{ тыс.р.}$$

По результатам расчета мы видим, что вариант магистральной схемы электроснабжения заготовительного цеха экономически выгоднее, чем вариант радиальной схемы, поэтому выполним внутреннее электроснабжение по магистральной схеме. Схемы электроснабжения остальных цехов будем выбирать согласно рекомендациям, приведенным в [16].

Оценим затраты в процентном отношении по формуле

$$\Delta = \frac{Z_p - Z_m}{Z_m} \cdot 100\%$$

$$\Delta = \frac{1254,8 - 1063,4}{1063,4} \cdot 100 = 18\%$$

По результатам расчета мы видим, что вариант магистральной схемы внутреннего электроснабжения механического цеха вышел дешевле на 18 %, чем вариант радиальной схемы электроснабжения. Будем считать электроснабжение по магистральной схеме предпочтительнее, так как мы не учитывали народнохозяйственный ущерб. Следовательно, питание будем осуществлять по магистральной схеме электроснабжения. Схемы электроснабжения остальных цехов будем выбирать согласно рекомендациям, приведенным в [4].

## 11.2 SWOT анализ

SWOT анализ для вариантов магистральной и радиальной схем электроснабжения представлен в таблицах 11.3 и 11.4 соответственно.

Таблица 11.3 - SWOT анализ для магистральной схемы электроснабжения

	Сильные стороны	Слабые стороны
Внутренняя среда	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малый расход кабельной продукции</li> <li>2. Использование меньшего количества оборудования в РУ</li> <li>3. Более эффективное использование линий</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большие потери электроэнергии в линии</li> <li>2. Аварийное отключение линии может сказаться на электроснабжении других потребителей</li> <li>3. Использование большего количества оборудования отходящих линий</li> <li>4. Использование кабеля большего сечения</li> </ol>
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения новых потребителей</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии</li> </ol>

Таблица 11.4 - SWOT анализ для радиальной схемы электроснабжения

	Сильные стороны	Слабые стороны
Внутренняя среда	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аварийное отключение линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей</li> <li>2. Малые потери электроэнергии в линии</li> <li>3. Использование меньшего количества оборудования</li> <li>4. Использование кабеля меньшего сечения</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большой расход кабельной продукции</li> <li>2. Использование большего количества оборудования в РУ</li> <li>3. Менее эффективное использование линий</li> </ol>
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Подключение потребителей высокой мощности</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Невозможность подключения новых потребителей</li> <li>2. Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии</li> </ol>

У сетей, выполненных по радиальной схеме электроснабжения больше сильных сторон, чем у сетей магистральных, но они не такие гибкие, что является угрозой, так как имеется много потребителей не большой мощности, в нашем случае это имеет большее значение. Таким образом, питание цеховых трансформаторных подстанций будем осуществлять по магистральной схеме электроснабжения.

### 11.3 Поле сил Курта Левина

В данном проекте рассматривается два варианта питания цеховых трансформаторных подстанций, а именно магистрально или радиально. Составим поле сил, чтобы определить наиболее рациональную схему электроснабжения. На рисунке 11.2 представлено поле сил К. Левина.

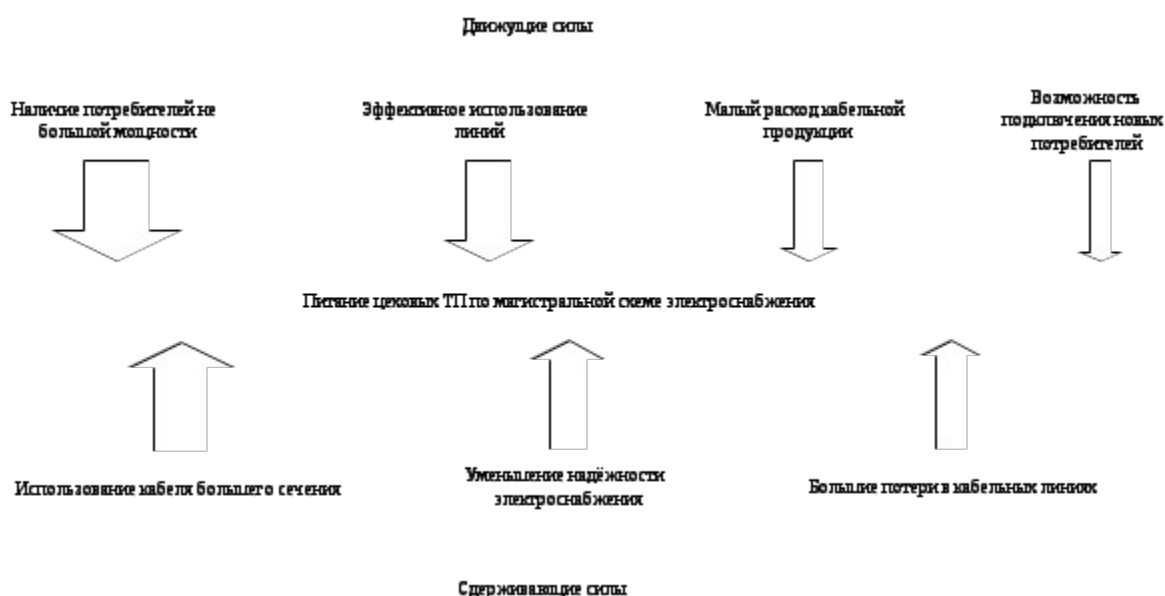


Рисунок 11.2 – Поле сил Левина

Из поля сил Левина видно, что движущие силы для питания цеховых ТП по магистральной схеме, преобладают над сдерживающими силами. Из чего следует вывод, что стоит использовать магистральную схему электроснабжения для питания подстанций.

#### Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе было проведено технико-экономическое сравнение вариантов питания цеховых ТП. Было выявлено, что питание по магистральной схеме дешевле на 18 %. После проведения SWOT анализа, а так же составления поля сил К. Левина, было решено осуществлять питание цеховых ТП по магистральной схеме электроснабжения.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

#### 12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Понижающая подстанция тупикового типа 110/10 кВ завода металлоконструкций находится на Южном Урале Российской Федерации. Подстанция находится в обслуживании у «Челябэнерго». Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках).

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 3,2;
- наибольшая плюс 37;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 35;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление  $W_0 = 500$  Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление  $W_{II} = 120$  Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 60 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135



## 12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [6, таблица 4.2.5], представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
Отнеогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

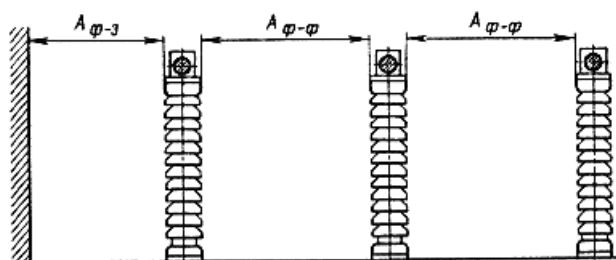


Рисунок 12.1 – Наименьшие расстояния в свету при жестких шинах между токоведущими и заземленными частями (А ф-з) и между токоведущими частями разных фаз (А ф-ф)

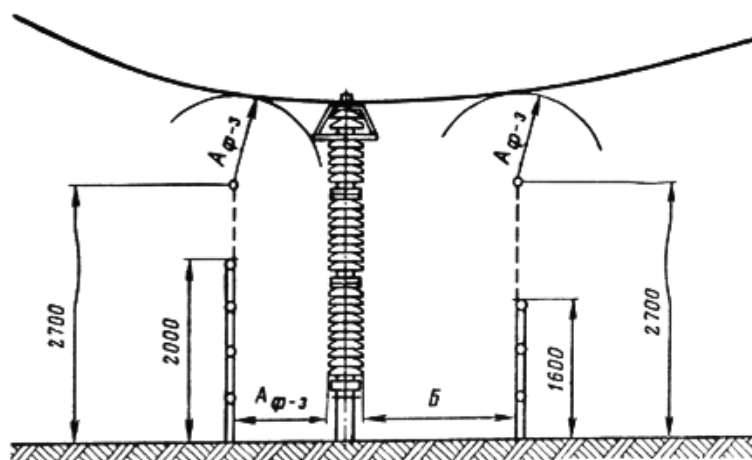


Рисунок 12.2 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей и элементов изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений

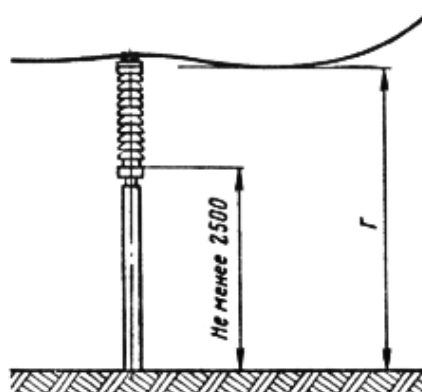


Рисунок 12.3 – Наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли

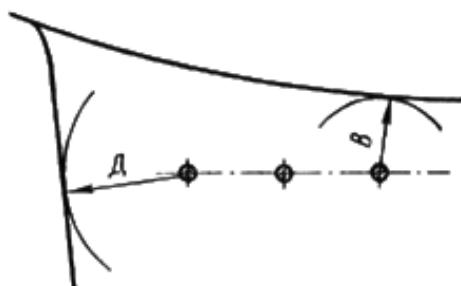


Рисунок 4 – Наименьшие расстояния между токоведущими частями разных цепей, расположенных в различных плоскостях,

с обслуживанием нижней цепи при неотключенной верхней

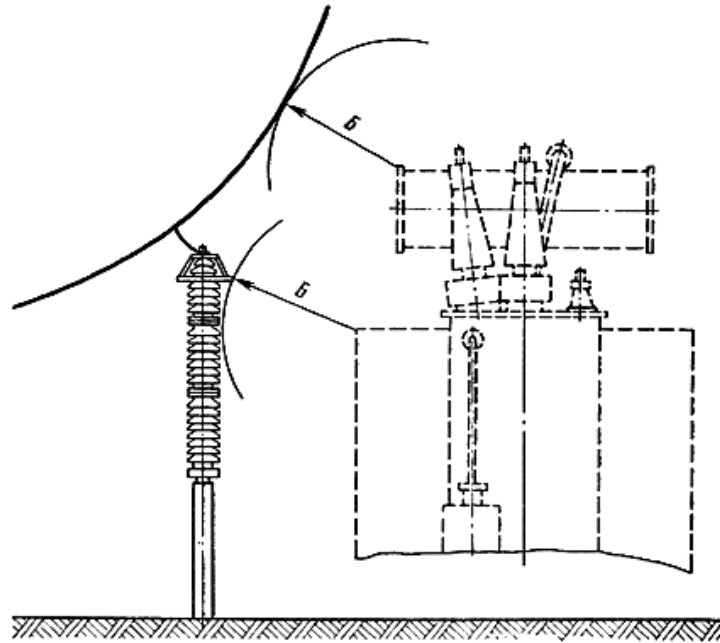


Рисунок 12.5 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

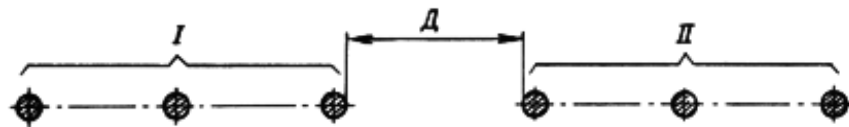


Рисунок 12.6 – Наименьшие расстояния по горизонтали между токоведущими частями разных цепей с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой

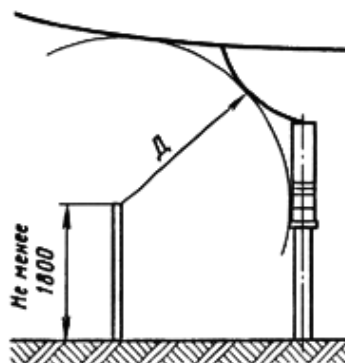


Рисунок 12.7 – Наименьшие расстояния от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135



#### 12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 8 м.

На территории подстанции предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

#### 12.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [1] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

#### 12.1.6 Перечень защитных средств

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 12.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Номер	Наименование средства защиты	Количество
1	2	3
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт.
1.2	10 кВ	2 шт.
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт.
2.2	10 кВ	2 шт.
3	Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	

5.1	110 кВ	Не менее 2 шт.
5.2	10 кВ	Не менее 2 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. Средства защиты хранятся в закрытых помещениях. Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

Средства защиты органов дыхания хранятся на подстанции в сухом помещении в специальных сумках. Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением также содержатся в сухом, проветриваемом помещении.

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ группы цехов тракторного завода используются следующие коллективные способы и средства защиты от поражения электрическим током:

- заземление в электроустановках с напряжением 110 кВ (расчёт выполнен в пункте 12.2.2);
- выравнивание потенциалов;
- молниезащита(расчёт выполнен в пункте 12.5);
- установка ограждений;
- рабочая изоляция;
- соблюдение изоляционных расстояний;
- установка плакатов и электрических знаков;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- электрическое разделение сетей;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;
- использование малых напряжений;

### 12.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [1].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом.

### 12.2 Электробезопасность

Электробезопасность на тракторном заводе обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Технические способы и средства, обеспечивающие электробезопасность на тракторном заводе, устанавливаются с учетом:

- 1 номинального напряжения ( $U_{ном}$ ), рода и частоты тока электроустановки;
- 2 способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного или передвижного источника питания);
- 3 режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль);
- 4 вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
- 5 условий внешней среды: особо опасные помещения, помещения с повышенной опасностью, помещения без повышенной опасности, на открытом воздухе (классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с Правилами устройства электроустановок);
- 6 возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должны производиться работы;
- 7 характер возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное) прикосновение, двухфазное (двухполюсное) прикосновение; прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением;
- 8 возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					135

9 видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи (ЛЭП).

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на литейно-механическом заводе:

1 оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2 допуск к работе;

3 надзор во время работы;

4 оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

#### 12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося вОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135



## 12.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, т.к. его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

На заводе металлоконструкций для всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6мм.

## 12.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.9). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с ПУЭ (п.1.7.90) продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

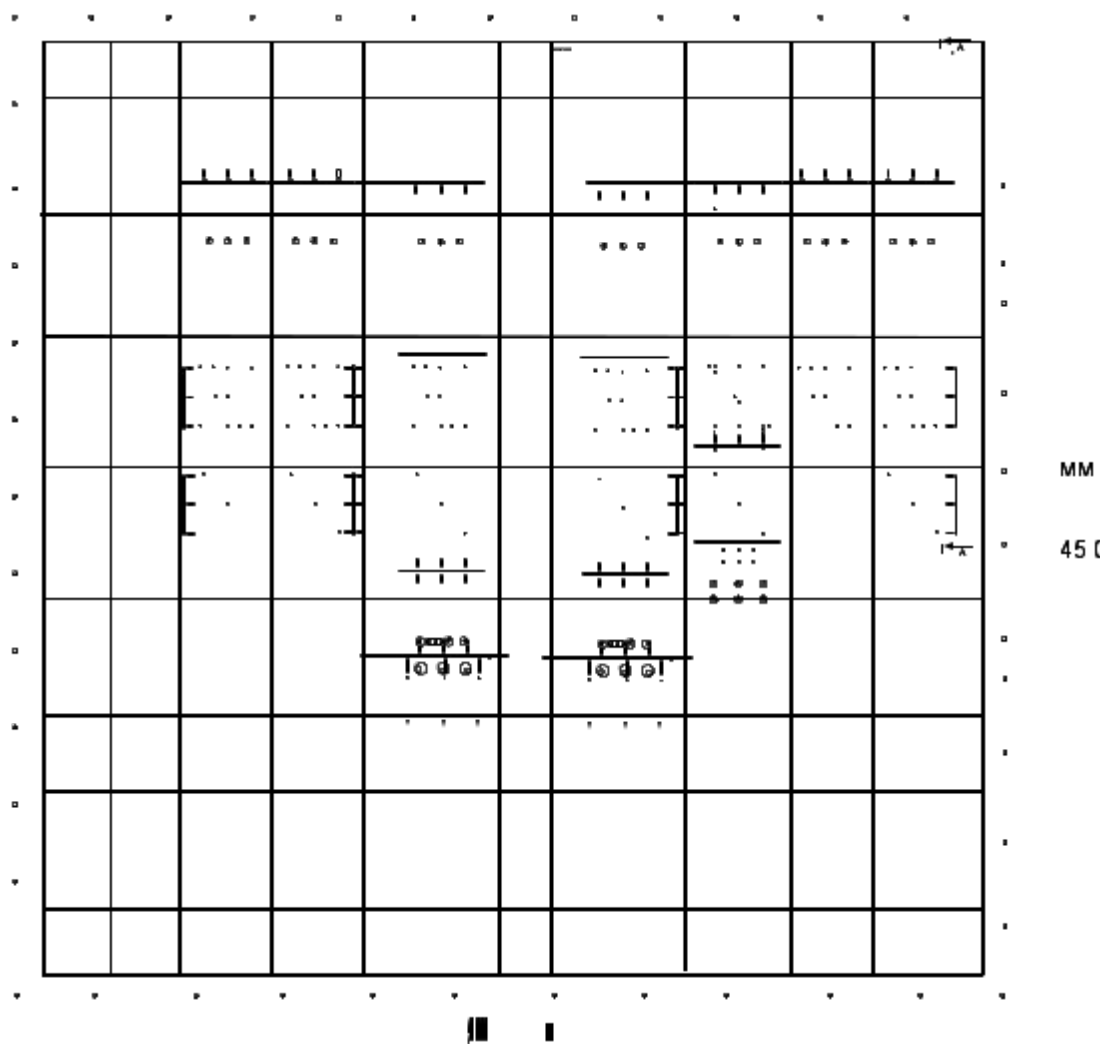


Рисунок 12.9 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью  $S_{ОРУ} = 45 \cdot 40 = 1800 \text{ м}^2$ . Удельное сопротивление верхнего слоя грунта  $\rho_1 = 500 \text{ Ом/м}$  (с учетом промерзания), при  $h_1 = 2 \text{ м}$ ; удельное сопротивление нижнего слоя грунта  $\rho_2 = 100 \text{ Ом/м}$ . Глубина заложения  $t = 0,7 \text{ м}$ ; длина вертикального заземлителя  $l_3 = 5 \text{ м}$ .

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, сопротивление искусственного заземлителя

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (12.1)$$

где  $R_e$  – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета  $l = 120$  м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением  $s = 50$  мм<sup>2</sup>; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры  $r_{оп} = 12$  Ом).

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению

$$R_{еоп} = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15l}{s \cdot n_T}}, \quad (12.2)$$

где  $n_T$  – количество тросов на опоре.

$$R_{е} = \frac{1}{2} \sqrt{12 \frac{0,15 \cdot 20}{50}} = 1,04 \text{ Ом.}$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя суммарную длину горизонтальных электродов  $L_T = 40 \cdot 11 + 45 \cdot 10 = 890$  м; количество вертикальных электродов  $n=110$ .

Составляем расчетную модель заземлителя в виде в виде квадратной решетки площадью  $S_{оруд} = 40 \cdot 45 = 1800$  м<sup>2</sup> и длиной одной стороны  $\sqrt{S} = 42,4$  м (рисунок 12.10).

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

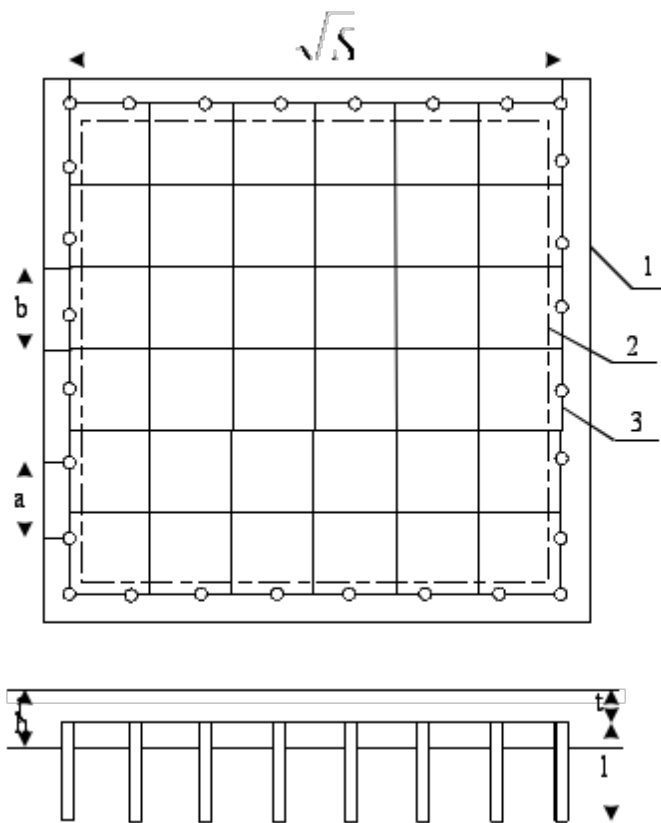


Рисунок 12.10 – Модель заземляющего устройства подстанции

На рисунке: 1 – ограждение подстанции;

2 – площадь, занятая оборудованием;

3 – заземляющий контур;

$l$  – длина вертикальных заземлителей;

$t$  – глубина заложения заземлителей;

$h_1$  – толщина верхнего слоя грунта;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями;

$b$  – расстояние между горизонтальными заземлителями

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{(2 \sqrt{S})} - 1 \quad (12.3)$$

$$m = \frac{890}{(2 \sqrt{2,4})} - 1 = 9,5 \text{ шт}$$

Принимаем  $m=10$

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2(m+1) \sqrt{S} \quad (12.4)$$

$$L_r = 2 \cdot 20 \cdot 2,4 = 848 \text{ м}$$

А также:

Длину стороны ячейки в модели

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (12.5)$$

$$b = \frac{42,4}{10} = 4,24 \text{ м}$$

Расстояние между электродами в модели

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n}, \quad (12.6)$$

$$a = \frac{4 \cdot 2,4}{110} = 1,54 \text{ м}$$

Суммарную длину вертикальных электродов

$$L_{B\Sigma} = l \cdot n; \quad (12.7)$$

$$L_{B\Sigma} = 5 \cdot 110 = 550 \text{ м}$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}}, \quad (12.8)$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{42,4} = 0,134 \text{ м}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h-t_B}{l_B} ; \quad (12.9)$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26\text{м}$$

Располагая значениями  $\rho_1$  и  $\rho_2$  находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли  $\rho_3$  по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k ; \quad (12.10)$$

Поскольку  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{100} = 5$ , значение  $k$  определяем по уравнению

$$k = 0,43 \left( L_{\text{отн}} + 0,272 \ln \left( \frac{a\sqrt{2}}{l_B} \right) \right) ; \quad (12.11)$$

$$k = 0,43 \left( 0,26 + 0,272 \ln \left( \frac{1,54\sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,014$$

Тогда по выражению (12.10)

$$\rho_3 = 100 \cdot 5^{0,014} = 102,3 \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$r_3 = \frac{A \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{B\Sigma}} ; \quad (12.12)$$

где  $A$  – коэффициент при  $0,1 \cdot L_{\text{отн}}^{0,5}$ , определяемый по выражению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot L_{\text{отн}}$$

$$A = 0,351$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

$$r_3 = \frac{0,351 \cdot 0,3}{42,4} + \frac{102,3}{848 + 550} = 0,92 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление искусственного заземлителя по выражению (12.1)

$$R_{\text{и}} = \frac{1,04 \cdot 0,92}{1,04 + 0,92} = 0,48 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ п. 1.7.90, заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

### 12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов тракторного завода рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП 52.13330.2011).

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции тракторного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа РО42–700 с газоразрядной лампой ДРЛ-700, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

Таблица 12.3 – Параметры прожектора РО42–700

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		Н	В	L
РО42–700	46 000	–	17	72	610	677	272

Таблица 12.4 – Параметры дуговой ртутной лампы ДРЛ-400

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Тип цоколя
ДРЛ-250	220	250	13 500	12 000	E-40

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (автотрансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ подстанции завода металлоконструкций, площадь которого составляет 1800 м<sup>2</sup>.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma \Phi = E_n \cdot S \quad (12.13)$$

где  $E_n$  – норма освещенности, лк;

$S$  – площадь ОРУ, м<sup>2</sup>;



$k_3$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ( $k_3 = 1,2 \dots 1,8$ );  
 $k_n$  – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ( $k_n = 1,15 \dots 1,5$ ).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле  $E_n = 10$ лк (СП 52.13330.2011).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 800 \cdot 8 \cdot 1,5 = 37260 \text{ л м}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_n \cdot \eta}, \quad (12.14)$$

где  $\Phi_n$  – световой поток лампы прожектора;  
 $\eta$  – КПД прожектора.

$$N = \frac{37260}{13500 \cdot 0,72} = 3,83$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{3000}}, \quad (12.15)$$

где  $I_{\max}$  – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{46000}{3000}} = 3,92 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 4 прожектора типа РО42–250 с газоразрядными ртутными лампами ДРЛ-250, установленными на высоте 4м.

## 12.4 Пожарная безопасность

### 12.4.1 Категория пожарной опасности

По НПБ 105-03 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения.

Таблица 12.5 – Категории пожарной опасности

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Помещение	Категория
ОПУ	B <sub>4</sub>
КРУН	B <sub>4</sub>
ОРУ	B <sub>H</sub>

#### 12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время грозы) или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000... 4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником загорания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.11), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН–25000/110/10 объем масла составляет 16,9 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м<sup>3</sup>.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						135

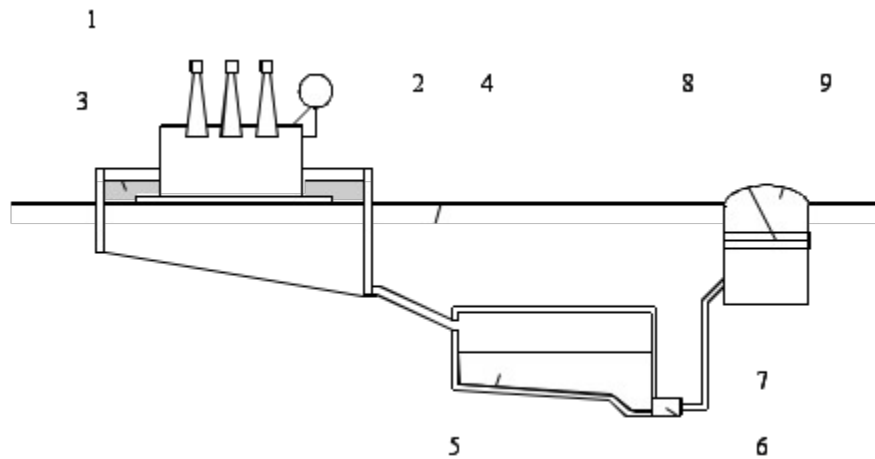


Рисунок 12.11 - Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

- На рисунке: 1 – трансформатор;  
 2 – маслоприемник;  
 3 – дренажно-гравийная засыпка;  
 4 – маслоотвод;  
 5 – маслосборник;  
 6 – насос;  
 7 – трубопровод;  
 8 – фильтр;  
 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДН – 25000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

#### 12.4.3 Пожарная безопасность ОПУ

ОПУ относится к категории Е по пожарной опасности – горение электроустановок под напряжением. Для помещения ОПУ выберем следующие средства пожаротушения (ЩП-Е):

Таблица 12.6 – Комплектация щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря.	ЩП-Е
--	------

Огнетушители углекислотные с массой заряда 3 кг (ОУ-3)	2
Огнетушители порошковые (ОП) с массой заряда 4 кг (ОП-4)	2
Крюк пожарный	1
Диэлектрические ножницы	1
Диэлектрический коврик 0,5х0,5 м	1
Боты диэлектрические	1
Кошма(противопожарное полотно) ПП-300	1
Лопата совковая	1
Ящик для песка 0,5 м <sup>3</sup>	1

## 12.5 Расчет молниезащиты подстанции

Молния – это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 12.12).

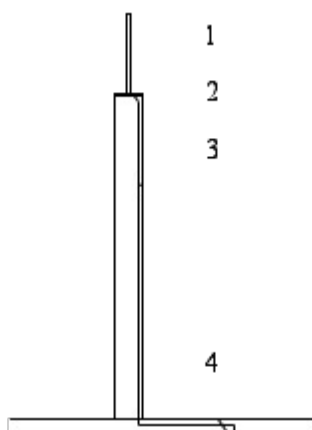


Рисунок 12.12 – Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Южного Урала, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.13). Формула (12.16) для расчетов применена в соответствии с

инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \sqrt{h-h_x} \quad (12.16)$$

где  $h$  – высота стержневого молниеотвода, м;  
 $h_x$  – высота точки на границе защищаемой зоны, м;  
 $p$  – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

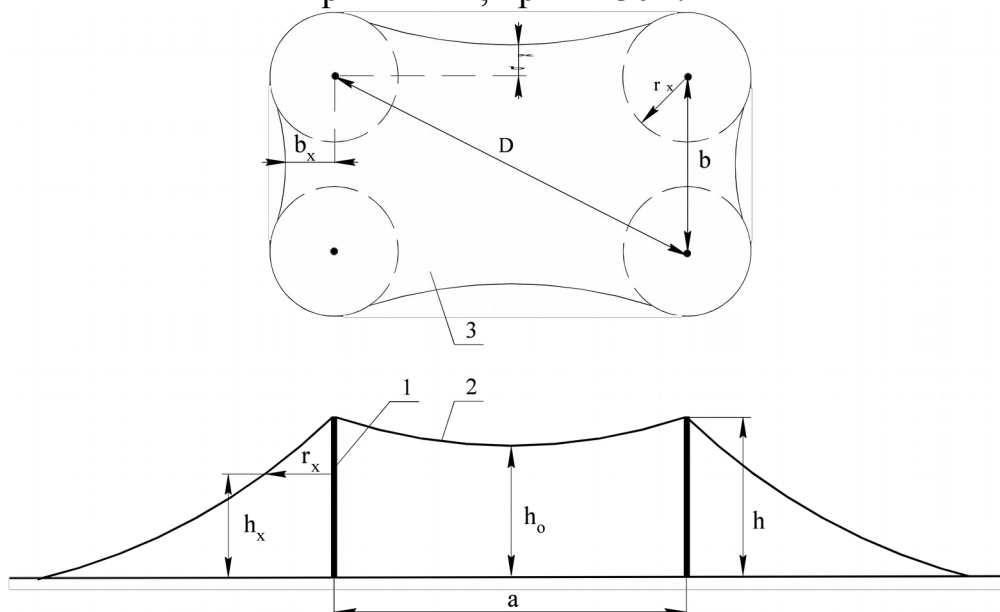


Рисунок – 12.13 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода;  
 3 – сечение зоны защиты на высоте  $h_x$  от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{80^2 + 76^2} = 110\text{м},$$

где  $a = 80$  м,  $b = 76$  м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта  $h_x = 11$  м.

Примем, что высота молниеотвода  $h < 30$  м ( $p = 1$ ), тогда из формулы (12.16) выразим:

$$h = \frac{D + 8 \sqrt{h_x}}{8} = \frac{110 + 8 \sqrt{11}}{8} = 24,75 \text{ м}.$$

Примем высоту молниеотвода 25 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

$$D \leq 28 \sqrt{h-h_x}$$

$$110 \sqrt{28 \sqrt{25-11}}$$

$$110 \sqrt{112}$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

#### Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект системы электроснабжения завода металлоконструкций выполнен на основании руководящих указаний по проектированию СЭС и с соблюдением всех нормативных норм и правил. Результаты, полученные в ходе работы, полностью удовлетворяют требованиям ПУЭ, ПТБ, ПТЭЭП и других документов. Произведена оценка качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ, был рассмотрен вопрос о выборе напряжения трансформаторов ГПП. Проведено технико-экономическое сравнение. При проектировании было применено современное оборудование и материалы. . Было произведено сравнение оборудования отечественного и зарубежного производства . Качество и надежность системы отвечает принятым стандартам.

						Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ» ТМ Самара вакуумные выключатели 10 кВ. 2015. – [http://www.electroshield.ru/vakuumnye\\_vyklyuchateli\\_vvu/](http://www.electroshield.ru/vakuumnye_vyklyuchateli_vvu/)
- 2 Каталог продукции «Шнейдер электрик» вакуумные выключатели 10 кВ. 2015. – <http://www.schneider-electric.com/products/ru/ru/3100-vyklucateli-srednego-naprazenia/3110-vyklucateli-vnutrennej-ustanovki/941-evolis/>
- 3 Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию. А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. Томск 2005г.
- 4 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -568 с.
- 5 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 6 Крупович, В.И. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий. / Под общ. редакцией Круповича В.И., Барыбина Ю.Г., Самовера М.Л. –М.: Энергия, 1980. – 456 с.
- 7 Правила устройства электроустановок, 7-е издание – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. -928 с.
- 8 Производство и распределение электрической энергии: электротехнический справочник: В 3 т. т. 3. В 2 кн. / под общ. ред. профессоров МЭИ. – 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Кн. 1. – 880 с.
- 9 СТО ФСК ЕЭС 2010. РЕКОМЕНДАЦИИ по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. – <http://www.fsk-ees.ru/>
- 10 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей. / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, М.: НЦ ЭНАС, 2012 – 313 с.
- 11 Князевский, Б.А. Электроснабжение промышленных предприятий. / Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин. –М.: Высшая Школа, 1969. – 510 с.
- 12 Каталог продукции «Уралэлектротяжмаш» элегазовые выключатели 110 кВ. 2015. – [http://www.uetm.ru/products/146/170/\\_aview\\_b5/](http://www.uetm.ru/products/146/170/_aview_b5/)
- 13 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ»ТМ Самара разъединители 110 кВ. 2015. – [http://www.electroshield.ru/razediniteli\\_rlk/](http://www.electroshield.ru/razediniteli_rlk/)
- 14 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий. / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 15 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации о прогнозных индексах изменения сметной

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135



стоимости проектных и изыскательских работ на I квартал 2015 года  
06.02.2015 №3004-ЛС/08. –

[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/)

- 16 Каталог продукции «КАМКABELЬ» кабели из сшитого полиэтилена 10 кВ. 2015. – [http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/110-220/110-220\\_1704.html/](http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/110-220/110-220_1704.html/)
- 17 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ»ТМ Самара автоматические выключатели 0,4 кВ, 2015. – [http://www.electroshield.ru/section/avtomaticheskie\\_vykljuchateli/](http://www.electroshield.ru/section/avtomaticheskie_vykljuchateli/)
- 18 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ» ТМ Самара комплектные токопроводы и шинопроводы, 2015. – <http://elsh.ru/produksiya/komplektnye-tokoprovody-i-shinoprovody/>
- 19 Комплектное распределительное устройство высокого напряжения СЭЩ-70 на номинальные напряжения 6, 10, 20 кВ и номинальные токи от 630 до 4000 А. Каталог продукции. Версия 2 «Электрощит» - ТМ Самара». – [http://www.electroshield.ru/komplektnye\\_raspredustroystva\\_kru\\_70](http://www.electroshield.ru/komplektnye_raspredustroystva_kru_70)
- 20 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ» ТМ Самара, трансформаторы тока 10кВ, 2015. – [http://www.electroshield.ru/transformator\\_toka\\_tol-seshch\\_10\\_20\\_35/](http://www.electroshield.ru/transformator_toka_tol-seshch_10_20_35/)
- 21 Технические условия. Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-10кВ. ЗАО группа компаний «Электрощит» ТМ-Самара 2015г. <http://www.elec.ru/market/category-015328/>
- 22 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ» ТМ Самара, предохранители 10кВ, 2015. – [http://www.electroshield.ru/predohraniteli\\_seshch\\_10/](http://www.electroshield.ru/predohraniteli_seshch_10/)
- 23 Каталог продукции «ЭЛЕКТРОЩИТ»ТМ Самара выключатели нагрузки 10 кВ. 2015 г. – [http://www.electroshield.ru/vna-seshch\\_10\\_kv](http://www.electroshield.ru/vna-seshch_10_kv)

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135