

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»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2017 г.

Электроснабжение южной группы цехов завода мощных тракторов

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.070.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент
_____ А.М.Ершов

«__» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент
_____ В.В.Пястолов

«__» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж.Васильев
«__» _____ 2017 г.

Автор проекта
студент группы П-473

_____ П.А.Масайлов
«__» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор
_____ В.Ф. Бухтояров

«__» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель
_____ 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
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Масайлова Павла Андреевича

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы

Электроснабжение южной группы цехов завода мощных тракторов

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

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2017г.

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры

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

1 План генеральный группы цехов завода мощных тракторов	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Чертёж конструктивный подстанции напряжением 110/10 кВ	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике и управлению сетевым предприятием	– 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе (проекту), с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

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

7 Дата выдачи задания «10» февраля 2017 г.

Руководитель

(подпись)

В.В. Пястолов

Задание принял к исполнению

(подпись)

П.А. Масайлов

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение	20.02.17	
Технический паспорт проекта	20.02.17	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	10.03.17	
Расчет электрических нагрузок по подробно рассматриваемому цеху и по заводу в целом	17.03.17	
Выбор мощности, типа силовых трансформаторов ТП	25.03.17	
Расчет картограммы электрических нагрузок, определение центров электрических нагрузок и места расположения ТП	1.04.17	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	5.04.17	
Расчет токов короткого замыкания	10.04.17	
Выбор электрооборудования системы электроснабжения жилого микрорайона	15.04.17	
Релейная защита	1.05.17	
Расчет компенсации реактивной мощности	7.05.17	
Расчёт показателей качества электрической энергии в СЭС	12.05.17	
Безопасность жизнедеятельности	15.05.17	
Экономическая часть	20.05.17	
Заключение	23.05.17	
Библиографический список	23.05.17	
Оформление пояснительной записки	23.05.17	
Графическая часть	23.05.17	

Заведующий
кафедрой СЭС

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

В.В Пястолов

Студент

(подпись)

П.А. Масайлов

АННОТАЦИЯ

Масайлов П. Электроснабжение южной группы цехов завода мощных тракторов. – Челябинск: 2017, 151 с., 39 илл., 32 таблицы.
библиографический список – 23 наименований, 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 электроснабжение южной группы цехов завода мощных тракторов. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки отдельно для ремонтно-механического цеха и для предприятия в целом. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Генплан завода и полная принципиальная схема представлена в графической части.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Масайлов			Электроснабжение южной группы цехов завода мощных тракторов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Пястолов				3	151	
Реценз.						ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиС		
Н. Контр.		Аверина						
Утверд.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ЮЖНОЙ ГРУППЫ ЦЕХОВ ЗАВОДА МОЩНЫХ ТРАКТОРОВ.....	10
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	12
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	
1.1 Расчет нагрузок однофазных электроприёмников	15
1.2 Расчет электрических нагрузок по цеху.....	19
1.3 Расчет низковольтной нагрузки по предприятию	30
1.4 Расчет высоковольтной нагрузки по предприятию	33
1.5 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	34
Выводы по разделу 1.....	35
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ	38
Выводы по разделу 2.....	43
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	42
Выводы по разделу 3.....	43
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
4.1 Вариант 1	46
4.1.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	
4.1.2 Потери в ЛЭП	47
4.1.3 Токи КЗ в начале отходящих линий	49
4.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	50
4.1.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электрообеспечения.....	53
4.2 Вариант 2	55
4.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	55
4.2.2 Потери в ЛЭП.....	56
4.2.3 Токи КЗ в начале отходящих линий	57
4.2.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	58
4.2.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего	

электроснабжения	60
Выводы по разделу 4	61
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	
5.2 Построение схемы электроснабжения	62
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	67
5.4 Расчет питающих линий.....	68
Выводы по разделу 5.....	71
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	72
Выводы по разделу 6.....	73
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	74
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП	83
7.2 Выбор выключателей КРУ.....	84
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	86
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	88
7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, устанавливаемых на вводах цеховых ТП	
7.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	90
7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	
7.8 Выбор цеховых ТП, НРП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ	92
Выводы по разделу 7.....	93
8 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
8.1 Влияние синхронных двигателей на показатели качества электрической энергии	95
Выводы по разделу 8.....	96
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	97
Выводы по разделу 9.....	71
10 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО И НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА И ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ВЛ7	107
10.1 Организация защиты	107
10.2 Расчет защиты на стороне низшего напряжения трансформатора.....	108
10.3 Расчет защиты на стороне высшего напряжения трансформатора	115
10.4 Расчет защиты линии ВЛ 7	119
10.5 Защита от однофазных замыканий на землю	123
Выводы по разделу 10	124

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

11.1 Вариант 1	125
11.2 Вариант 2	128
11.3 SWOT анализ	130
11.4 Поле сил Курта Левина	131
Выводы по разделу 11.....	132

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции	133
12.2 Электробезопасность	140
12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства	148
12.4 Пожарная безопасность	151
Выводы по разделу 12.....	152

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	155
------------------	-----

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	156
--------------------------------	-----

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ				

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 7110,82 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 10080 кВт (4хСД по 3150 кВт).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

К потребителям первой категории относятся:

- Компрессорная

К потребителям второй категории относятся:

- Механосборочный цех

- Термический цех (основная площадка)

- Механосборочный цех №2

- Сборочно-комплектующий цех

- Цех механической обработки

- Термический цех №1

- Цех резинотехнических изделий

- ООО "Гусеница"

- Сборно-сварочный цех №1

- Сборно-сварочный цех №2

К потребителям третьей категории относятся:

- Административно-бытовой корпус

- Автотранспортный цех

Ремонтно-механический цех

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 19488,32 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\Sigma}=0,31$;

- расчетный $\text{tg}\varphi_{\Sigma}=0,3$;

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 6500 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 2 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП:

КРУ «Классика» серии D-12P

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 6 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 1600 и 1250 кВА.

13) Тип и сечение кабельных линий: ААШвУ (3×120), ААШвУ (3×70), ААШвУ (4×16), ААШвУ (4×25), ААШвУ (4×50), ААШвУ (4×35).

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы 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, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, 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.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ЮЖНОЙ ГРУППЫ ЦЕХОВ ЗАВОДА МОЩНЫХ ТРАКТОРОВ

Как следует из названия, завод мощных тракторов предназначен для производства тракторов. На территории завода присутствуют следующие цеха:

1) Механосборочный цех № 4 [1].

В состав механического цеха входят производственные, вспомогательные и обслуживающие отделения (участки), а также служебные и бытовые помещения.

Производственные участки предназначены для размещения оборудования и рабочих мест, участвующих в технологическом процессе обработки деталей. Среда внутри здания - чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

2) Термический цех (основная площадка)

Содержит оборудование для термической обработки деталей машин – закалка, термообработка. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

3) Административно-бытовой комплекс

Среда внутри здания- чистая. Все электроприемники относятся к третьей категории по надежности электроснабжения.

4) Автотранспортный цех

Среда внутри здания- чистая. Все электроприемники относятся к третьей категории по надежности электроснабжения.

5) Механосборочный цех № 2

Предназначены для сборки готовых деталей. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

6) Сборочно-комплектовочный цех

Предназначены для сборки готовых деталей. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

7) Цех механической обработки

Цех, предназначенный для механической обработки деталей тракторов. Среда внутри здания - чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

8) Термический цех № 1

Содержит оборудование для термической обработки деталей машин – закалка, термообработка. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

9) Цех резинотехнических изделий

10) ООО "Гусеница"

11) Компрессорная

Стационарная установка, предназначенная для получения сжатых газов.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Сжатый воздух используются на предприятиях в различных целях: подачи воздуха на пневмоприводы дистанционно управляемой трубопроводной арматуры, пневмоиспытаний оборудования, подключения в производственных помещениях различных пневмоинструментов (гайковёртов, шлифмашинок и пр.) и др.

Среда внутри здания - чистая. Высоковольтные двигатели работают в длительном режиме. Имеются электроприемники, относящиеся к первой категории по надежности электроснабжения.

12) Сборно-сварочный цех № 1

Предназначены для сборки готовых деталей. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

13) С Сборно-сварочный цех № 2

Предназначены для сборки готовых деталей. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся ко второй категории по надежности электроснабжения.

14) Ремонтно-механический цех

Ответственен за термическое, заготовительное, инструментальное, сварочное и отделение металлоконструкций, где, соответственно, производится обработка деталей.. Среда внутри здания - чистая. Имеются электроприемники, относящиеся к третьей категории по надежности электроснабжения.

Наивысшая температура окружающего воздуха равна 34,3°С.

Наивысшая температура почвы (на глубине 0,7 м) достигает 14,2 °С.

Коррозионная активность грунта предприятия – отсутствует.

Наличие блуждающих токов в грунте.

Нет значительных колебаний и растягивающих усилий в грунте.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ 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-СЭЦ-П-10-20/1000 произведённый компанией ЗАО «ГК «Электроцит» ТМ Самара» – высокотехнологичная производственная компания, с

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

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-СЭЦ-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-СЭЦ-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.

5 Ресурс по механической и коммутационной стойкости выключателя отечественного производителя гораздо больше.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Расчет нагрузок однофазных электроприёмников

Нагрузка в узлах совместного питания однофазных и трёхфазных электроприёмников учитывается в зависимости от числа и схемы их включения.

В общем случае однофазная нагрузка распределяется между фазами таким образом, чтобы загрузка фаз была как можно равномерней. При относительно малом числе электроприёмников наиболее загруженную фазу целесообразно определять по средней активной мощности фаз. При относительно большом числе электроприёмников целесообразно определять по полной средней мощности.

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. Однофазные электроприемники и их размещение по фазам представлены в таблице 1.1.

Для однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, найдем приведенные к соответствующим фазам установленные мощности по формулам [9]:

$$P_{ni,m} = P_{ni,mn} \cdot k_{mn(m)i} ; P_{ni,n} = P_{ni,mn} \cdot k_{mn(n)i} , \quad (1.1)$$

$$Q_{ni,m} = P_{ni,mn} \cdot q_{mn(m)i} ; Q_{ni,n} = P_{ni,mn} \cdot q_{mn(n)i} , \quad (1.2)$$

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

$P_{ni,mn}$ - номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных

на линейное напряжение mn , которая находится по формуле (1.3);

$$P_{ni} = n_i \cdot p_{ni} , \quad (1.3)$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

где $k_{mn(m)i}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [9]:

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn}, \quad P_{Hi} = n_i \cdot p_{Hi}, \quad (1.4)$$

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 [6];

$k_{mn(n)}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [9]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn}. \quad (1.5)$$

где $q_{mn(m)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников

i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m :

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}}. \quad (1.6)$$

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

$$q_{mn(n)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}}. \quad (1.7)$$

К примеру, для станка электроимпульсный, подключенного на линейное напряжение АВ:

Согласно [6, табл. 4.10]: $\cos\varphi = 0,85$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,62$

По формулам (1.4-1.7):

$$k_{AB(A)} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 0,62 = 0,68; \quad k_{AB(B)} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 0,62 = 0,32;$$

$$q_{AB(A)} = \frac{1}{2} \cdot 0,62 - \frac{1}{2\sqrt{3}} = 0,02; \quad q_{AB(B)} = \frac{1}{2} \cdot 0,62 + \frac{1}{2\sqrt{3}} = 0,6;$$

По формуле (1.3):

$$P_{H, AB} = 1 \cdot 32,2 = 32,2 \text{ кВт};$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

По формулам (1.1) и (1.2):

$$P_{н,А} = 32,2 \cdot 0,68 = 21,9 \text{ кВт}; P_{н,В} = 32,2 \cdot 0,32 = 10,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{н,А} = 32,2 \cdot 0,02 = 0,64 \text{ квар}; Q_{н,В} = 32,2 \cdot 0,6 = 19,3 \text{ квар}.$$

Для остальных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, результаты подобных расчетов приведены в таблице 1.1.

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:

$$P_{сi,m} = K_{иаi} \cdot P_{ни,m}, \quad (1.8)$$

$$Q_{сi,m} = K_{иаi} \cdot Q_{ни,m}, \quad (1.9)$$

Для станка электроимпульсного, подключенного на линейное напряжение АВ по [6, табл. 4.10] $K_{и} = 0,65$. По формулам (1.8) и (1.9):

$$P_{с,А} = 0,65 \cdot 21,9 = 14,2 \text{ кВт}; P_{с,В} = 0,65 \cdot 10,3 = 6,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{с,А} = 0,65 \cdot 0,64 = 0,44 \text{ квар}; Q_{с,В} = 0,65 \cdot 19,3 = 12,5 \text{ квар}.$$

Согласно [9] однофазные электроприемники считаются равномерно распределенными по фазам, если неравномерность нагрузки по фазам - разность номинальных мощностей наиболее и наименее загруженных фаз не превышает 15 % суммарной номинальной мощности трехфазных и однофазных электроприемников рассматриваемого узла. Условная трехфазная номинальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных электроприемников. Согласно данным таблицы 1.1, наиболее загруженной фазой является фаза С, наименее – фаза А. Найдем неравномерность загрузки по фазам по формуле:

$$\Delta P = \frac{P_{н,А\Sigma} - P_{н,В\Sigma} - P_{н,С\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{ни(III)} + \sum_{i=1}^m P_{ни(I)}} \cdot 100\%, \quad (1.10)$$

где $P_{н,А\Sigma}$ и $P_{н,В\Sigma}$ - суммарные установленные мощности, потребляемые однофазными электроприемниками от фаз С и А соответственно;
 $\sum_{i=1}^n (P_{ни(III)})$ и $\sum_{i=1}^m (P_{ни(I)})$ – суммарные установленные мощности трехфазных и однофазных электроприемников соответственно.

$P_{ni(III)}$ и $P_{ni(I)}$ находятся по формуле (1.3).

Используя исходные данные для отделения токов высокой частоты и сварки РМЦ, найдем по формулам (1.3) и (1.10):

$$\Delta P = \frac{(67 - 58,35) \cdot 100\%}{(3 \cdot 2,8 + 3 \cdot 45 + 3 \cdot 19 + 2 \cdot 1,7) + (3 \cdot 6,8 + 1 \cdot 32,2 + 2 \cdot 67)} = 2,22\% .$$

Как видим, неравномерность нагрузки фаз значительно меньше 15 %.

Найдем средневзвешанный коэффициент использования однофазных электроприемников по формуле:

$$K_{на} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{наi} \cdot P_{ni})}{\sum_{i=1}^m (P_{ni})} . \quad (1.11)$$

По формуле 1.11:

$$K_{на} = \frac{0,35 \cdot 3 \cdot 6,8 + 0,65 \cdot 1 \cdot 32,2 + 0,7 \cdot 2 \cdot 67}{3 \cdot 6,8 + 1 \cdot 32,2 + 2 \cdot 67} = 0,65;$$

Найдем средневзвешанный коэффициент реактивной мощности по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{\sum_{m=A,B,C} K_{наi} \cdot P_{ni(I)} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{i(I)}}{\sum_{m=A,B,C} K_{наi} \cdot P_{ni(I)}} , \quad (1.12)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{i(I)}$ - коэффициент реактивной мощности однофазных ЭП i -го типа.

По формуле (1.12):

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{0,35 \cdot 3 \cdot 6,8 \cdot 1,73 + 0,65 \cdot 1 \cdot 32,2 \cdot 0,62 + 0,7 \cdot 2 \cdot 67 \cdot 0,75}{0,35 \cdot 3 \cdot 6,8 + 0,65 \cdot 1 \cdot 32,2 + 0,7 \cdot 2 \cdot 67} = 0,41.$$

Условную установленную трехфазную мощность однофазных электроприемников, количество однофазных электроприемников, средневзвешанные коэффициенты использования и реактивной мощности внесены в таблицу 1.1 под графой «Однофазные электроприемники» для расчета электрических нагрузок ШР-3, по которому питается отделение токов высокой частоты и сварки.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

Таблица 1.1 – Однофазные электроприемники

Номер цеха	Наименование узлов СЭС и ЭП	n	P _{ном} , кВт	n · P _{ном} ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _л , кВт			Коэффициенты приведения Р и Q нагрузки			Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _ф , кВт			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену, кВт					
					AB	BC	CA	к фазе	k	q	А	В	С				P _{ср} , кВт			Q _{ср} , квар		
																	А	В	С	А	В	С
16	Трансформатор сварочный, однофазный, U _{ном} = 220 В	1	6,8	46,24	6,8	-	-	-	-	-	6,80	0,00	0,0	0,35	0,50	1,73	2,38	0,00	0,0	1,37	0,00	0,00
16	Трансформатор сварочный, однофазный, U _{ном} = 220 В	1	6,8	46,24	6,8	-	-	-	-	-	6,80	0,00	0,0	0,35	0,50	1,73	2,38	0,00	0,0	1,37	0,00	0,00
13	Трансформатор сварочный, однофазный, U _{ном} = 220 В	1	6,8	46,24	6,8	-	-	-	-	-	6,80	0,00	0,0	0,35	0,50	1,73	2,38	0,00	0,0	1,37	0,00	0,00
14	Станок электроимпульсный, однофазный, U _{ном} = 380 В	1	32,2	1036,84	32,2	-	-	А	0,68	0,02	21,86	10,34	0,0	0,65	0,85	0,62	14,21	6,72	0,0	0,44	12,53	0,00
14	Установка высокочастотная однофазная, U _{ном} = 380 В	1	67,0	4489,00	-	67	-	В	0,72	0,09	0,00	48,00	18,9	0,70	0,80	0,75	0,00	33,60	15,2	0,00	4,05	31,10
14	Установка высокочастотная однофазная, U _{ном} = 380 В	1	67,0	4489,00	-	-	67	С	0,72	0,08	18,90	0,00	48,0	0,70	0,80	0,75	13,29	0,00	33,6	31,12	0,00	4,04
Итого по однофазным ЭП		6	45,8	10153,50							61,25	58,35	67,0	0,65	0,66		34,60	40,30	48,8	35,70	16,60	35,20

1.2 Расчет электрических нагрузок по цеху

Согласно исходным данным, необходимо рассчитать электрическую нагрузку по Ремонтно-механическому цеху. Рассмотрим расчет нагрузки трехфазных электроприемников для каждого участка цеха.

1.2.1 Заточное отделение (ШР1)

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле:

$$P_{ni} = n_i \cdot p_{ni}, \quad (1.13)$$

где n_i – число электроприемников i -го типа;
 p_{ni} – номинальная мощность одного электроприемника i -го типа.

Для станка для заточки сверл по формуле (1.13):

$$P_{ni} = 2 \cdot 8,5 = 17 \text{ кВт.}$$

Суммарная установленная мощность заточного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении.

$$P_{n.ШР1} = 2 \cdot 8,5 + 3 \cdot 8,8 + 4 \cdot 1,3 + 2 \cdot 1,3 + 1 \cdot 8,5 + \\ + 7 \cdot 6,7 + 1 \cdot 1 = 107,6 \text{ кВт}$$

Расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода, могут быть найдены по формулам:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{ni}, \quad (1.14)$$

$$\begin{cases} Q_p = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \text{ при } n_s \leq 10; \\ Q_p = \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \text{ при } n_s > 10, \end{cases} \quad (1.15)$$

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

K_p – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

для питающих сетей до 1 кВ по [5, табл.1] в зависимости от $n_э$ и $K_{и}$;
 $K_{иi}$ - коэффициент использования электроприемников i -го типа.
 $tg\varphi_i$ - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, который находится по [6, табл.4-10].
 $n_э$ - эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода.

Согласно [5]:

$$n_i = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{иi})^2}{\sum_{i=1}^m [n_i \cdot (p_{иi})^2]} \quad (1.16)$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.13), получим по формуле (1.16):

$$n_э = \frac{(2 \cdot 8,5 + 3 \cdot 8,8 + 4 \cdot 1,3 + 2 \cdot 1,3 + 1 \cdot 8,5 + 7 \cdot 6,7 + 1 \cdot 1)^2}{2 \cdot 8,5^2 + 3 \cdot 8,8^2 + 4 \cdot 1,3^2 + 2 \cdot 1,3^2 + 1 \cdot 8,5^2 + 7 \cdot 6,7^2 + 1 \cdot 1^2} = 15.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле:

$$K_{иa} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{иai} \cdot P_{иi})}{\sum_{i=1}^m (P_{иi})} \quad (1.17)$$

По формуле (1.17):

$$K_{иa} = \frac{0,12 \cdot 17 + 0,12 \cdot 26,4 + 0,12 \cdot 5,2 + 0,12 \cdot 2,6 + 0,2 \cdot 8,5 + 0,17 \cdot 46,9 + 0,1 \cdot 1}{17 + 26,4 + 5,2 + 2,6 + 8,5 + 46,9 + 1} = 0,15$$

По рассчитанным $n_э$ и $K_{и}$ находим $K_p = 1,8$.

По формуле (1.14):

$$P_p = 1,8 \cdot (0,12 \cdot 17 + 0,12 \cdot 26,4 + 0,12 \cdot 5,2 + 0,12 \cdot 2,6 + 0,2 \cdot 8,5 + 0,17 \cdot 46,9 + 0,1 \cdot 1) = 28,65 \text{ кВт};$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

По формуле (1.15):

$$Q_p = (0,12 \cdot 17 \cdot 2,29 + 0,12 \cdot 26,4 \cdot 2,29 + 0,12 \cdot 5,2 \cdot 2,29 + 0,12 \cdot 2,6 \cdot 2,29 + 0,2 \cdot 8,5 \cdot 1,17 + 0,17 \cdot 46,9 \cdot 1,17 + 0,1 \cdot 1 \cdot 1,73) = 25,56 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}; \quad (1.18)$$

По формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(28,65)^2 + (25,56)^2} = 38,39 \text{ кВА};$$

1.2.2 Лекальное отделение (ШР2)

Суммарная установленная мощность электроприемников *i*-го типа находится по формуле 1.13.

Для станка для плоскошлифовального по формуле (1.13):

$$P_{ni} = 5 \cdot 4,3 = 21,5 \text{ кВт.}$$

Суммарная установленная мощность заточного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении.

$$P_{n.ШР2} = 5 \cdot 4,3 + 2 \cdot 2,4 + 2 \cdot 1,7 + 1 \cdot 2,2 = 31,9 \text{ кВт.}$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.19), получим по формуле (1.16):

$$n_3 = \frac{(5 \cdot 4,3 + 2 \cdot 2,4 + 2 \cdot 1,7 + 1 \cdot 2,2)^2}{5 \cdot 4,3^2 + 2 \cdot 2,4^2 + 2 \cdot 1,7^2 + 1 \cdot 2,2^2} = 9.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле (1.17):

$$K_{иа} = \frac{0,2 \cdot 21,5 + 0,2 \cdot 4,8 + 0,12 \cdot 3,4 + 0,12 \cdot 2,2}{21,5 + 4,8 + 3,4 + 2,2} = 0,19.$$

По рассчитанным n_3 и $K_{иа}$ находим $K_p = 1,9$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

По формуле (1.14):

$$P_p = 1,9 \cdot (0,2 \cdot 21,5 + 0,2 \cdot 4,8 + 0,12 \cdot 3,4 + 0,12 \cdot 2,2) = 11,27 \text{ кВт};$$

По формуле (1.15):

$$Q_p = (0,2 \cdot 21,5 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 4,8 \cdot 1,17 + 0,12 \cdot 3,4 \cdot 2,29 + 0,12 \cdot 2,2 \cdot 2,29) = 7,69 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(11,27)^2 + (7,69)^2} = 13,64 \text{ кВА};$$

1.2.3 Отделение токов высокой частоты и сварки (ШРЗ)

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.13.

Для вибратора по формуле (1.13):

$$P_{ni} = 3 \cdot 2,8 = 8,4 \text{ кВт}.$$

Суммарная установленная мощность заточного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении (с учетом однофазной нагрузки)

$$P_{н.ШРЗ} = 3 \cdot 2,8 + 3 \cdot 45 + 6 \cdot 45,8 + 3 \cdot 19 + 2 \cdot 1,7 = 478,6 \text{ кВт}$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.13), получим по формуле (1.16):

$$n_3 = \frac{(3 \cdot 2,8 + 3 \cdot 45 + 6 \cdot 45,8 + 3 \cdot 19 + 2 \cdot 1,7)^2}{3 \cdot 2,8^2 + 3 \cdot 45^2 + 6 \cdot 45,8^2 + 3 \cdot 19^2 + 2 \cdot 1,7^2} = 12.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле (1.17):

$$K_{иа} = \frac{0,35 \cdot 8,4 + 0,7 \cdot 135 + 0,65 \cdot 274,8 + 0,3 \cdot 57 + 0,12 \cdot 3,4}{8,4 + 135 + 274,8 + 57 + 3,4} = 0,61$$

По рассчитанным n_3 и $K_{иа}$ находим $K_p = 1,6$.

По формуле (1.14):

$$P_p = 1,6 \cdot (0,35 \cdot 8,4 + 0,7 \cdot 135 + 0,65 \cdot 274,8 + 0,3 \cdot 57 + 0,12 \cdot 3,4) = 469,71 \text{ кВт};$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

По формуле (1.15):

$$Q_p = (0,35 \cdot 8,4 \cdot 1,73 + 0,7 \cdot 135 \cdot 0,33 + 0,65 \cdot 274,8 \cdot 1,14 + 0,3 \cdot 57 \cdot 2,68 + 0,12 \cdot 3,4 \cdot 2,29) = 286,17 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(469,71)^2 + (286,17)^2} = 550,02 \text{ кВА};$$

1.2.4 Кузнечно-термическое отделение (ШР4)

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.13.

Для ножниц гильотинных по формуле (1.13):

$$P_{ni} = 1 \cdot 9 = 9 \text{ кВт.}$$

Суммарная установленная мощность заточного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении.

$$P_{н.ШР4} = 1 \cdot 9 + 2 \cdot 7 + 1 \cdot 28 + 1 \cdot 7 + 2 \cdot 8,5 + 2 \cdot 30 + 1 \cdot 1 + 2 \cdot 65 + 3 \cdot 60 + 2 \cdot 75 + 3 \cdot 10 + 1 \cdot 6,8 + 8 \cdot 2,2 = 650,4 \text{ кВт}$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.13), получим по формуле (1.16):

$$n_3 = \frac{(1 \cdot 9 + 2 \cdot 7 + 1 \cdot 28 + 1 \cdot 7 + 2 \cdot 8,5 + 2 \cdot 30 + 1 \cdot 1 + 2 \cdot 65 + 3 \cdot 60 + 2 \cdot 75 + 3 \cdot 10 + 1 \cdot 6,8 + 8 \cdot 2,2)^2}{1 \cdot 9^2 + 2 \cdot 7^2 + 1 \cdot 28^2 + 1 \cdot 7^2 + 2 \cdot 8,5^2 + 2 \cdot 30^2 + 1 \cdot 1^2 + 2 \cdot 65^2 + 3 \cdot 60^2 + 2 \cdot 75^2 + 3 \cdot 10^2 + 1 \cdot 6,8^2 + 8 \cdot 2,2^2} = 12.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле (1.17):

$$K_{иа} = \frac{0,16 \cdot 9 + 0,12 \cdot 14 + 0,2 \cdot 28 + 0,17 \cdot 7 + 0,12 \cdot 17 + 0,25 \cdot 60 + 0,1 \cdot 1 + 0,7 \cdot 130 + 0,7 \cdot 180 + 0,6 \cdot 150 + 0,6 \cdot 30 + 0,6 \cdot 6,8 + 0,65 \cdot 17,6}{9 + 14 + 28 + 7 + 17 + 60 + 1 + 130 + 180 + 150 + 30 + 6,8 + 17,6} = 0,57$$

По рассчитанным n_3 и $K_{иа}$ находим $K_p = 1,3$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

По формуле (1.14):

$$P_p = 1,3 \cdot (0,16 \cdot 9 + 0,12 \cdot 14 + 0,2 \cdot 28 + 0,17 \cdot 7 + 0,12 \cdot 17 + 0,25 \cdot 60 + 0,1 \cdot 1 + 0,7 \cdot 130 + 0,7 \cdot 180 + 0,6 \cdot 150 + 0,6 \cdot 30 + 0,6 \cdot 6,8 + 0,65 \cdot 17,6) = 477,84 \text{ кВт};$$

По формуле (1.15):

$$Q_p = (0,16 \cdot 9 \cdot 1,73 + \dots + 0,6 \cdot 6,8 \cdot 0,75 + 0,65 \cdot 17,6 \cdot 0,75) = 203,09 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(477,84)^2 + (203,09)^2} = 519,21 \text{ кВА};$$

1.2.5 Отделение оснастки (ШР5)

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.13.

Для станка обдирочно-шлифовального по формуле (1.13):

$$P_{hi} = 1 \cdot 8,5 = 8,5 \text{ кВт}.$$

Суммарная установленная мощность заточного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении.

$$P_{н.ШР5} = 1 \cdot 8,5 + 3 \cdot 15,1 + \dots + 2 \cdot 17,6 + 2 \cdot 5,3 = 556,7 \text{ кВт}.$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.13), получим по формуле (1.16):

$$n_3 = \frac{(1 \cdot 8,5 + 3 \cdot 15,1 + \dots + 2 \cdot 17,6 + 2 \cdot 5,3)^2}{1 \cdot 8,5^2 + 3 \cdot 15,1^2 + \dots + 2 \cdot 17,6^2 + 2 \cdot 5,3^2} = 34.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле (1.17):

$$K_{иа} = \frac{0,20 \cdot 8,5 + 0,12 \cdot 45,3 + \dots + 0,12 \cdot 35,2 + 0,1 \cdot 10,6}{8,5 + 45,3 + \dots + 35,2 + 10,6} = 0,16.$$

По рассчитанным n_3 и $K_{иа}$ находим $K_p = 1,15$.

По формуле (1.14):

$$P_p = 1,16 \cdot (0,20 \cdot 8,5 + 0,12 \cdot 45,3 + \dots + 0,12 \cdot 35,2 + 0,1 \cdot 10,6) = 105,37 \text{ кВт};$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

По формуле (1.15):

$$Q_p = (0,20 \cdot 8,5 \cdot 1,17 + 0,12 \cdot 45,3 \cdot 2,29 \dots + 0,12 \cdot 35,2 \cdot 2,29 + 0,1 \cdot 10,6 \cdot 1,73) = 127,9 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(105,37)^2 + (127,9)^2} = 165,72 \text{ кВА};$$

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

$$Q_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \quad (1.19)$$

Расчетная активная мощность также считается по формуле (1.14). При расчете по формулам (1.14) и (1.19) коэффициент K_p берется в зависимости от средневзвешанного $K_{иn_э}$. $n_э$ также находится по формуле (1.16), однако при этом используются установленные мощности всех электроприемников, установленных в РМЦ. Величины $K_{иаi} \cdot P_{ни}$ и $K_{иаi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$ были найдены при предыдущих расчетах и являются суммарными для электроприемников соответствующих участков и отделений РМЦ. То же самое можно и сказать и про величины $P_{ни}$, используемые при расчете средневзвешанного по цеху коэффициента использования.

По формуле (1.16):

$$n_э = 52.$$

По формуле (1.17):

$$K_{иа} = \frac{(107,6 \cdot 0,15 + 31,9 \cdot 0,19 + 478,6 \cdot 0,61 + 650,4 \cdot 0,57 + 556,7 \cdot 0,16)}{107,6 \cdot 31,9 \cdot 478,6 \cdot 650,4 \cdot 556,7} = 0,42;$$

По [РТМ, табл.2] $K_p = 0,7$. По формулам (1.14) и (1.19):

$$P_p = 0,7 \cdot (15,92 + 5,93 + 293,57 + 361,57 + 91,63) = 542,23 \text{ кВт};$$

По формуле (1.19):

$$Q_p = 0,7 \cdot (25,56 + 7,69 + 286,17 + 203,09 + 127,9) = 455,29 \text{ квар};$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

По формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(542,23)^2 + (455,29)^2} = 708,03 \text{ кВА};$$

Расчет всех нагрузок по цеху приведен в таблице 1.2.

1.3 Расчет низковольтной нагрузки по предприятию

В исходных данных заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам и эффективное число использования электроприемников для низковольтной нагрузки и количество и мощность двигателей, электродуговых и индукционных печей (высоковольтная нагрузка). Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно.

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам, то есть мы должны определить расчетную мощность на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{иА}$ и реактивной мощности $tg\phi$ по цехам задаются в исходных данных.

Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по формуле (1.20):

$$P_{р.сил} = K_{ра} \cdot K_{иА} \cdot P_{ном}. \quad (1.20)$$

Коэффициент расчетной нагрузки K_p для цехов, которые планируется питать с помощью НРП (см. раздел 3), берется по [5, табл.1]. Для цехов, питающихся от собственных ТП K_p берется по [5, табл.1].

Расчетная реактивная мощность силовой нагрузки находится по формуле:

$$Q_{р.сил} = K_{ра} \cdot K_{иА} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi. \quad (1.21)$$

К примеру, для механосборочного цеха (Цех № 1)

$P_n = 2500 \text{ кВт}; n_3 = 83; K_{и} = 0,44; \cos\phi = 0,7 (tg\phi = 1,02).$

Согласно [5, табл.2] $K_p = 0,7.$

По формуле (1.20):

$$P_{р.с} = 0,7 \cdot 0,44 \cdot 2500 = 770 \text{ кВт};$$

По формуле (1.21)

$$Q_{р.сил} = 0,7 \cdot 0,44 \cdot 2500 \cdot 1,02 = 1122,22 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов результаты расчета силовой низковольтной нагрузки представлены в таблице 1.3.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	
Лист	29

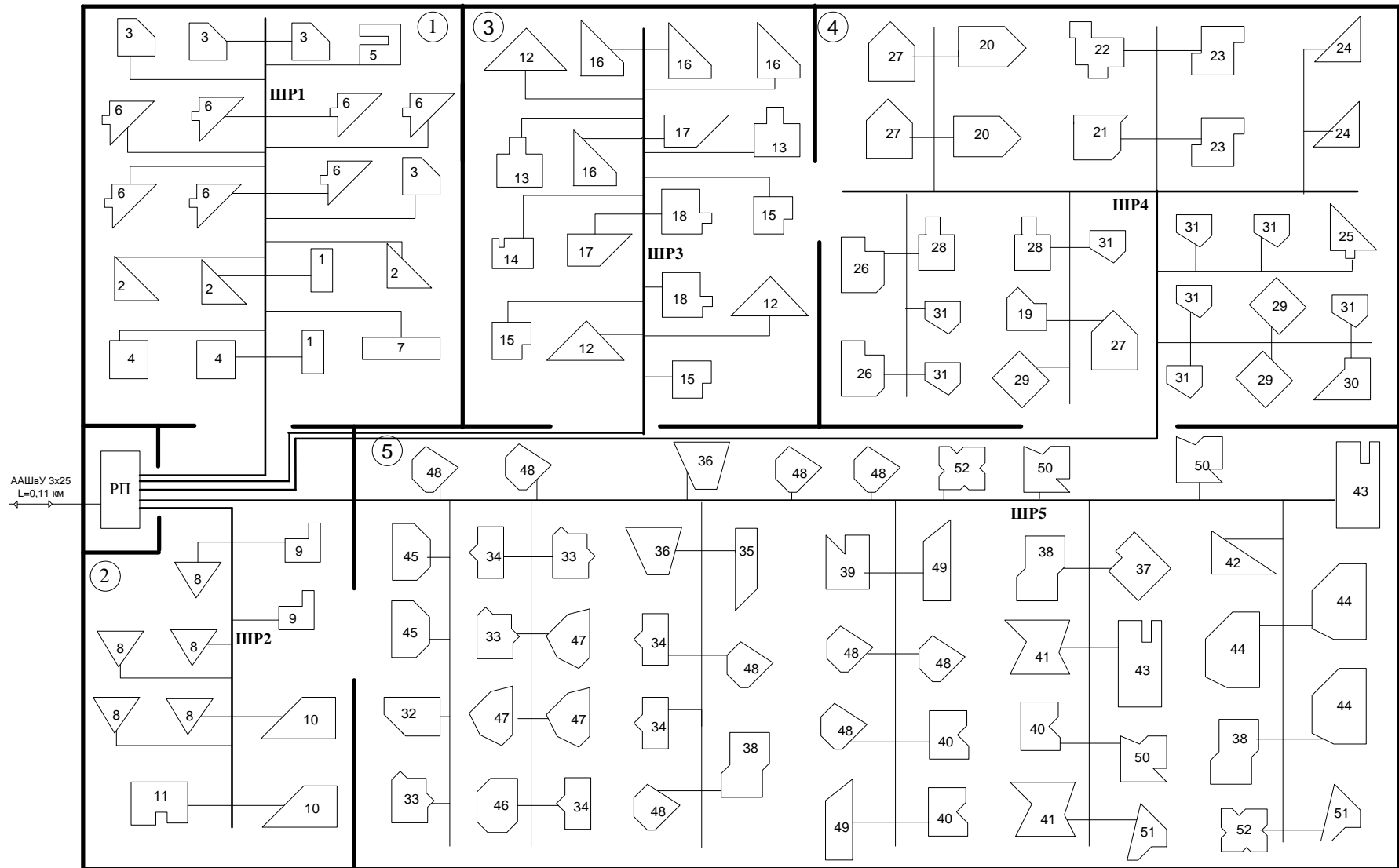


Рисунок 1.1 - План подключения электроприемников в РМЦ

Таблица 1.2 - Расчет электрических нагрузок по цеху

Исходные данные				Расчетные величины							Расчетные мощности			
По заданию технологов				Справочные			Средняя нагрузка							
Наименование Э.П. и узлов СЭС	Кол-во Э.П. на уч-ке	P _{ном} ПВ 100%		K _{на}	cosφ	tgφ	P _c , кВт	Q _c , квар	n P _{ном} ² , кВт	n _{эф} Э.П.	K _{ра}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
		одного	общая											
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14
Заточное отделение (ШР1)														
Станок для заточки сверл	2	8,5	17,0	0,12	0,40	2,29	2,040	4,67	144,50					
Станок универсально-заточной	3	8,8	26,4	0,12	0,40	2,29	3,168	7,26	232,32					
Станок для заточки протяжек	4	1,3	5,2	0,12	0,40	2,29	0,624	1,43	6,76					
Станок для доводки резцов	2	1,3	2,6	0,12	0,40	2,29	0,312	0,71	3,38					
Станок обдирочно-шлифовальный	1	8,5	8,5	0,20	0,65	1,17	1,700	1,99	72,25					
Станок координатно-расточной	7	6,7	46,9	0,17	0,65	1,17	7,973	9,32	314,23					
Кран балка	1	1,0	1,0	0,10	0,50	1,73	0,100	0,17	1,00					
Итого	20	8,8	107,6	0,15	0,49		15,920	25,56	774,44	15	1,80	28,65	25,56	38,39
Лекальное отделение (ШР2)														
Станок плоскошлифовальный	5	4,3	21,5	0,20	0,65	1,17	4,300	5,03	92,45					
Станок обдирочно-шлифовальный	2	2,4	4,8	0,20	0,65	1,17	0,960	1,12	11,52					
Станок заточной	2	1,7	3,4	0,12	0,40	2,29	0,408	0,93	5,78					
Станок сверлильный	1	2,2	2,2	0,12	0,40	2,29	0,264	0,60	4,84					
Итого	10	4,3	31,9	0,19	0,53		5,930	7,69	114,59	9	1,90	11,27	7,69	13,64
Отделение токов высокой частоты и сварки (ШР3)														
Вибратор	3	2,8	8,4	0,35	0,50	1,73	2,940	5,09	23,52					
Печь электрическая	3	45,0	135,0	0,70	0,95	0,33	94,500	31,06	6075,00					
Однофазные ЭП	6	45,8	274,8	0,65	0,66	1,14	178,620	203,32	12585,84					
Выпрямитель сварочный	3	19,0	57,0	0,30	0,35	2,68	17,100	45,77	1083,00					
Станок заточной	2	1,7	3,4	0,12	0,40	2,29	0,408	0,93	5,78					
Итого	17	45,8	478,6	0,61	0,41		293,570	286,17	19773,14	12	1,60	469,71	286,17	550,02
Кузнечно-термическое отделение (ШР4)														
Ножницы гильотинные	1	9,0	9,0	0,16	0,50	1,73	1,440	2,49	81,00					
Ножницы листовые	2	7,0	14,0	0,12	0,40	2,29	1,680	3,85	98,00					
Молот	1	28,0	28,0	0,20	0,65	1,17	5,600	6,55	784,00					
Пресс	1	7,0	7,0	0,17	0,65	1,17	1,190	1,39	49,00					
Станок полировальный	2	8,5	17,0	0,12	0,40	2,29	2,040	4,67	144,50					
Машина стыковой сварки	2	30,0	60,0	0,25	0,60	1,33	15,000	20,00	1800,00					

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

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

Лист

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14
Кран-балка	1	65,0	130,0	0,70	0,95	0,33	91,000	29,91	8450,00					
Печь электрическая камерная	2	60,0	180,0	0,70	0,95	0,33	126,000	41,41	10800,00					
Печь шахтная	3	75,0	150,0	0,60	0,80	0,75	90,000	67,50	11250,00					
Ванна соляная	2	10,0	30,0	0,60	0,80	0,75	18,000	13,50	300,00					
Ванна цианистая	3	6,8	6,8	0,60	0,80	0,75	4,08,000	3,06	46,24					
Ванна для подогрева масла	1	2,2	17,6	0,65	0,80	0,75	11,440	8,58	38,72					
Вентилятор	8	75,0	650,4	0,57	0,68		367,570	203,09	33842,46					
Итого	29	65,0	130,0	0,70	0,95	0,33	91,000	29,91	8450,00	12	1,30	477,84	203,09	519,21
Отделение оснастки (ШР5)														
Станок обдирочно-шлифовальный	1	8,5	8,5	0,20	0,65	1,17	1,700	1,99	72,25					
Станок горизонтально-фрезерный	3	15,1	45,3	0,12	0,40	2,29	5,436	12,46	684,03					
Станок токарно-винторезный	4	12,9	51,6	0,17	0,65	1,17	8,772	10,26	665,64					
Станок шлифовальный	1	5,6	5,6	0,20	0,65	1,17	1,120	1,31	31,36					
Станок сверлильный	2	1,6	3,2	0,12	0,40	2,29	0,384	0,88	5,12					
Станок радиально-сверлильный	1	2,9	2,9	0,12	0,40	2,29	0,348	0,80	8,41					
Станок заточной для пил	3	10,0	30,0	0,12	0,40	2,29	3,600	8,25	300,00					
Станок вертикально-фрезерный	1	7,0	7,0	0,17	0,65	1,17	1,190	1,39	49,00					
Станок токарно-винторезный	3	17,6	52,8	0,17	0,65	1,17	8,976	10,49	929,28					
Станок горизонтально-фрезерный	2	9,9	19,8	0,17	0,65	1,17	3,366	3,94	196,02					
Станок строгальный	1	4,5	4,5	0,12	0,40	2,29	0,540	1,24	20,25					
Станок плоско-шлифовальный	2	12,8	25,6	0,20	0,65	1,17	5,120	5,99	327,68					
Станок кругло-шлифовальный	3	36,3	108,9	0,20	0,65	1,17	21,780	25,46	3953,07					
Станок токарно-затылочный	2	4,7	9,4	0,17	0,65	1,17	1,598	1,87	44,18					
Станок резьбо-шлифовальный	1	3,9	3,9	0,20	0,65	1,17	0,780	0,91	15,21					
Станок внутришлифовальный	3	7,2	21,6	0,20	0,65	1,17	4,320	5,05	155,52					
Станок токарно-винторезный	9	7,5	67,5	0,17	0,65	1,17	11,475	13,42	506,25					
Станок горизонтально-расточной	2	7,0	14,0	0,17	0,65	1,17	2,380	2,78	98,00					
Пила дисковая	3	9,6	28,8	0,12	0,40	2,29	3,456	7,92	276,48					
Диск отрезной	2	17,6	35,2	0,12	0,40	2,29	4,224	9,68	619,52					
Кран-балка	2	5,3	10,6	0,10	0,50	1,73	1,060	1,84	56,18					
Итого	51	36,3	556,7	0,16	0,56	1,48	91,630	127,90	9013,45	34	1,15	105,37	127,90	165,72
Итого по цеху	127	170,2	1825,2	0,42	0,53	0,84	774,610	650,42	63518,08	52	0,70	542,23	455,29	708,03

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

Лист

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.o.} = K_{c.o.} \cdot P_{y.o.} \cdot F_{ц}, \quad (1.22)$$

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

$P_{y.o.}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт. Определяется согласно [6, табл 4.16]. Для механосборочного цеха $P_{y.o} = 0,015 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м^2 . Определяется графическим путем по исходным данным. Для механосборочного цеха $F_{ц} = 3135 \text{ м}^2$;

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки:

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \text{tg}\phi_0; \quad (1.23)$$

где $\text{tg}\phi_0$ - коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света. Согласно [7] при отсутствии информации допускается брать $\text{tg}\phi_0 = 1$.

По формулам (1.22) и (1.23):

$$P_{p.o} = 0,6 \cdot 0,015 \cdot 3135 = 28,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o} = 28,2 \cdot 1 = 28,2 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов результаты расчета осветительной нагрузки представлены в таблице 1.3.

Расчетная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле (1.24) и по формуле (1.18)

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}. \quad (1.24)$$

Для механосборочного цеха по формуле (1.24):

$$S_p = \sqrt{(770 + 28,2)^2 + (1122,2 + 28,2)^2} = 1400,25 \text{ кВА.}$$

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

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.3 – Расчет низковольтной нагрузки по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}$, кВт	$nэ$	$K_{иа}$	$\cos\phi$	$tg\phi$	P_c , кВт	Q_c , квар	$K_{ра}$	P_p , кВт	Q_p , квар	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.осв.}$, кВт/м ²	$\cos\phi_0$	$tg\phi_0$	K_0	$P_{р.осв.}$, кВт	$Q_{р.осв.}$, квар	$P_{р+р.осв.}$, кВт	$Q_{р+Q_{р.осв.}}$, квар	S_p , кВА
1.Механосборочный цех	2500	83	0,44	0,70	1,02	1100,00	1122,22	0,70	770,00	1122,22	3135,00	0,015	0,7	1	0,6	28,22	28,22	798,22	1150,44	1400,24
2.Термический цех	1600	24	0,70	0,90	0,48	1120,00	542,44	0,90	1008,00	542,44	1512,50	0,015	0,7	1	0,6	13,61	13,61	1021,61	556,05	1163,14
3.Административно-бытовой корпус	70	50	0,50	0,75	0,88	35,00	30,87	1,00	35,00	30,87	1062,50	0,015	0,7	1	0,6	9,56	9,56	44,56	40,43	60,17
4.Автотранспортный цех	310	43	0,35	0,60	1,33	108,50	144,67	1,00	108,50	144,67	1332,50	0,015	0,7	1	0,85	16,99	16,99	125,49	161,66	204,65
5.Механосборочный цех №2	1800	120	0,49	0,70	1,02	882,00	899,82	0,75	661,50	899,82	920,00	0,015	0,7	1	0,6	8,28	8,28	669,78	908,10	1128,38
6.Сборочно-комплектовочный цех	3093	68	0,45	0,75	0,88	1391,85	1227,50	0,72	1002,13	1227,50	10340,00	0,015	0,7	1	0,85	131,84	131,84	1133,97	1359,33	1770,22
7. Цех механической обработки	1425	45	0,40	0,65	0,84	774,61	650,42	0,70	542,23	650,42	2240,00	0,015	0,7	1	0,85	28,56	28,56	570,79	678,98	887,03
8. Термический цех	2000	23	0,70	0,90	0,48	1400,00	678,05	0,87	1218,00	678,05	1519,00	0,010	0,7	1	0,85	12,91	12,91	1230,91	690,96	1411,59
9. Цех резинотехнических изделий	310	31	0,56	0,80	0,75	173,60	130,20	0,75	130,20	130,20	994,50	0,015	0,7	1	0,85	12,68	12,68	142,88	142,88	202,06
10. ООО "Гусеница"	3200	106	0,50	0,75	0,88	1600,00	1411,07	0,75	1200,00	1411,07	2366,50	0,015	0,7	1	0,85	30,17	30,17	1230,17	1441,24	1894,86
11. Компрессорная	130	18	0,85	0,80	0,75	110,50	82,88	1,00	110,50	82,88	765,84	0,015	0,7	1	0,85	9,76	9,76	120,26	92,64	151,81
12.Сборно- Сварочный цех №1	2250	75	0,50	0,70	1,02	1125,00	1147,73	0,75	843,75	1147,73	4001,50	0,015	0,7	1	0,85	51,02	51,02	894,77	1198,75	1495,86
13.Сборно-сварочный цех №2	2000	60	0,75	0,85	0,62	1500,00	929,62	0,75	1125,00	929,62	3332,70	0,015	0,7	1	0,85	42,49	42,49	1167,49	972,11	1519,22
14. РМЦ	542	52	0,42	0,53	1,60	227,64	364,22	0,72	163,90	364,22	7221,50	0,015	0,7	1	0,85	92,07	92,07	255,97	456,30	523,19
Итого											40744,04					488,17	378,42	6711,15	6530,90	9364,41

1.4 Расчет высоковольтной нагрузки по предприятию

В качестве высоковольтной нагрузки представлены синхронные двигатели, дуговые сталеплавильные печи и индукционные печи. Расчетная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [5, 3.3.6] находятся по формулам:

$$P_{pBB} = \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни}, \quad (1.25)$$

$$Q_{pBB} = \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.26)$$

где $K_{о.м}$ - коэффициент одновременности максимумов, определяемый по [5, табл.3] в зависимости от средневзвешанного коэффициента использования $K_{и}$ и числа присоединений к рассчитываемому узлу.

Для синхронных двигателей по формуле (1.13)

$$P_{н} = 4 \cdot 3150 = 12600 \text{ кВт};$$

Согласно [5, табл.3] для четырех присоединений при средневзвешанном коэффициенте использования $K_{и} = 0,8$ коэффициент одновременности максимумов $K_{о.м} = 1$. Тогда по формулам (1.25) и (1.26):

$$P_{pCD} = 1 \cdot 0,8 \cdot 12600 = 10080 \text{ кВт};$$
$$Q_{pCD} = 1 \cdot 0,8 \cdot 12600 \cdot (-0,62) = -7808 \text{ квар.}$$

По формуле (1.18):

$$S_p = \sqrt{(10080)^2 + (-7808)^2} = 12750 \text{ кВА.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 1.4.

1.5 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Таблица 1.4 – Расчет высоковольтной нагрузки

Номер цеха	Наименование цехов	$P_{ном}$, кВт	n, шт	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$K_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_c , кВт	Q_c , квар	$K_{ом}$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
14	Компрессорная												
	Синхронный двигатель	3150	4	12600	0,8	0,85	0,62	10080	7880,8	1	10080	-7880,8	12750,82
	Итого	3150	4	12600	0,8	0,85	0,62	10080	7880,8	1	10080	-7880,8	12750,82

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. [9]. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением РМЦ), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. Что касается РМЦ, то также примем центр электрических нагрузок РМЦ совпадающим с физическим центром РМЦ. Координаты центров нагрузок соответствующих цехов приведены в таблице 1.5.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам [7]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (1.27)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (1.28)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ - 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 1.3 и 1.4;

m - масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$.

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

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2}. \quad (1.29)$$

Определим расчетную мощность по цеху на примере механосборочного цеха по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.vi} + P_{p.oi}. \quad (1.30)$$

По формуле (1.30):

$$P_{pi} = 770 + 0 + 28,22 = 798,22 \text{ кВт.}$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 1.5.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет склад. Поэтому по формуле (1.29):

$$m = \frac{44,56}{\pi \cdot (5)^2} = 0,568 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2} .$$

Тогда для механосборочного цеха по формулам (1.27) и (1.28):

$$r_i = \sqrt{\frac{798,22}{\pi \cdot 0,568}} = 21,16 \text{ мм};$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{770}{798,22} = 347,27^\circ;$$

$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{28,22}{798,22} = 12,73^\circ.$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 1.5.

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [7]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.31)$$

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

Используя выражения (1.31), получим:

$$X_0 = \frac{798,22 \cdot 346 + \dots + 10335,97 \cdot 495,9}{798,22 + \dots + 10335,97} = 442,2 \text{ м};$$

$$Y_0 = \frac{798,22 \cdot 552 + \dots + 10335,27 \cdot 76,124}{798,22 + \dots + 10335,27} = 298,1 \text{ м};$$

Выводы по разделу 1

В данном разделе был проведен расчет электрических нагрузок по предприятию. Рассчитана картограмма электрических нагрузок предприятия.

Выбрано месторасположения ГПП. ГПП установили с учетом наличия свободной площади для размещения, и как можно ближе к центру электрических нагрузок.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 1.5 - Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Наименование подразделения	$P_{р.н.}$, кВт	$P_{р.о.}$, кВт	$P_{р.в.}$, кВт	$P_{р.с.}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R , мм	α_n , град	α_o , град	α_b , град
1. механосборочный цех	798,22	770,00	28,22		346,0	552,0	36,002	347,27	12,73	
2. Термический цех	1021,61	1008,00	13,61		406,3	566,0	40,730	355,20	4,80	
3. Административно-бытовой корпус	44,56	35,00	9,56		503,4	542,2	8,506	282,75	77,25	
4. Автотранспортный цех	125,49	108,50	16,99		386,8	469,6	14,275	311,26	48,74	
5. Механосборочный цех №2	669,78	661,50	8,28		281,9	463,1	32,979	355,55	4,45	
6. Сборочно-комплекточный цех	1133,97	1002,13	131,84		370,5	395,5	42,911	318,15	41,85	
7. Цех механической обработки	570,79	542,23	28,56		449,5	393,6	30,444	341,99	18,01	
8. Термический цех	1230,91	1218,00	12,91		546,4	370,8	44,708	356,22	3,78	
9. Цех резинотехнических изделий	142,88	130,20	12,68		384,1	329,2	15,232	328,05	31,95	
10. ООО "Гусеница"	1230,17	1200,00	30,17		296,8	323,5	44,694	351,17	8,83	
11. Компрессорная	120,26	110,50	9,76		487,8	302,7	13,975	330,77	29,23	
12. Сборно- Сварочный цех №1	894,77	843,75	51,02		286,6	268,0	38,117	339,47	20,53	
13. Сборно-сварочный цех №2	1167,49	1125,00	42,49		393,0	204,9	43,541	346,90	13,10	
14. РМЦ	10335,97	163,90	92,07	10080,0	495,9	223,2	129,55	5,71	3,21	351,1
Итого	19486,88									

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в [23, 6.4.7].

Таблица 2.1 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,1	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{ЭТ}$, 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 S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха 0,4 кВ, кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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 предприятии и ряда других факторов.

Например, принимаем решение об объединении сборно-сварочного цеха №1, цеха резинотехнических изделий и компрессорной. Цеховая ТП будет установлена в сборно-сварочном цехе.

Полная расчетная нагрузка цехов $S_p=1849,63$ кВА, площадь цеха, где будет установлена ТП $F_{ц}=5761$ м², категория по надежности электроснабжения – первая. Плотность нагрузки

$$\sigma = \frac{1849,63}{5761} = 0,32 \text{ кВА/м}^2,$$

То есть в соответствии с таблицей 2.1 мы должны принять единичную мощность трансформатора 1600 кВА. Однако, при установке трансформатора мощностью 1600 кВА, они окажутся не полностью загруженными. Следовательно, для питания цехов устанавливаем трансформаторы меньшей мощности. Примем к установке двухтрансформаторную подстанцию с мощностью трансформатора 1250 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 $K_{зд}=0,95$.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха в общем случае определяется по формуле:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{нт}}, \quad (2.2)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;
 $K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;
 $S_{нт}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА.

Принимается ближайшее большее целое число N трансформаторов.

Из приведенного примера видно, что в каждом отдельном случае выбор трансформаторов цеховых ТП следует проводить, учитывая конкретные условия. Выбор остальных ТП сведен в таблицу 2.2.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность Q_{ip} , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено M подстанций с числом трансформаторов n , причем мощности всех трансформаторов одинаковы.

Выводы по разделу 2

В данном разделе произведен расчет цеховых ТП, выбраны число, мощности и тип цеховых трансформаторов. Приняты трансформаторы типа ТМЗ-1250 и ТМЗ-1600.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.2 - Выбор цеховых трансформаторов

но- мер це- хово й ТП	Наименование цехов	Кате тего го- рия	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВа/ м ²	Sэт, кВА	Тип тр- ров	S _{ном.т} , кВА	Чи сло тр- ро в	K _{зд}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _к , квар	K _{з.н}	K _{з.п}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
1	12. сборно-сварочный цех №1	2	843,7	1147,7	1495,8	4001,5																				
	9. цех резинотехнических изделий	2	130,2	130,2	202,0	994,5																				
	11. Компрессорная	1	110,5	82,8	151,8	765,8																				
	Итого		1084,4	1360,8	1849,7	5761,8	0,32	1600	ТМЗ	1250	2	0,7	1373,4	1360,8	0,0	0,70	1,39	2,65	10,80	4,8	1,20	15,76	88,13	1100,21	1448,94	1819
2	13. Сборно-сварочный цех №2	2	1125,0	929,6	1519,2	3332,7																				
	14. РМЦ	3	163,9	364,2	523,2	7221,5																				
	Итого		1288,9	1293,8	2042,4	10554,2	0,19	1250	ТМЗ	1250	2	0,8	1529,2	1293,8	0,0	0,73	1,46	2,65	10,80	4,8	1,20	16,83	94,04	1305,73	1387,88	1905
3	1. Механосборочный цех	2	770,0	1122,2	1400,2	3135,0																				
	2. Термический цех	2	1008,0	542,4	1163,1	1512,5																				
	3. Административно-бытовой корпус	3	35,0	30,8	60,2	1062,5																				
	4. Автотранспортный цех	3	108,5	144,6	204,6	1332,5																				
	Итого		1921,5	1840,2	2828,2	7042,5	0,40	2000	ТМЗ	1600	2	0,8	1691,5	1691,5	148,6	0,83	1,66	2,80	15,00	6	1,00	26,34	164,72	1947,84	1856,30	2690
4	6. Сборочно-комплектовочный цех	2	1002,1	1227,5	1705,0	6710,0																				
	5. Механосборочный цех №2	2	661,5	899,8	1174,1	4550,0																				
	Итого		1663,6	2127,3	2879,1	11260,0	0,26	1600	ТМЗ	1600	2	0,8	1945,7	1945,7	181,5	0,84	1,69	2,80	15,00	6	1,00	26,97	168,75	1690,60	2114,49	2707
5	7. Цех механической обработки	2	542,2	650,4	887,0	2240,0																				
	8. Термический цех	2	1218,0	678,0	1411,6	1519,0																				
	Итого		1760,2	1328,4	2298,6	3759,0	0,61	2500	ТМЗ	1600	2	0,8	1858,8	1328,4	0,0	0,69	1,38	2,80	15,00	6	1,00	19,85	123,19	1780,08	1451,66	2296
6	10. ООО "Гусеница"	2	1200,0	1411,0	1894,8	2366,5	0,80	2500	ТМЗ	1250	2	0,8	1600,0	1411,0	0,0	0,74	1,48	2,65	10,80	4,80	1,20	17,16	95,88	1217,16	1506,95	1937

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия 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. [10, 4.6] Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [10, ф. 4.29]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}} \quad (3.1)$$

где l - длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным $l=2$ км.
 $P_{\text{р.п}}$ - расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [5, 3.3.6]:

$$P_{\text{рп}} = K_{\text{ом}} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иАi}} \cdot P_{\text{НОМi}} + \sum_{i=1}^N P_{\text{Pi}}^{(4)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum P_{\text{РОСВ}} \quad (3.2)$$

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

$\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^{(3)}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы

электрооборудования 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иАi}} \cdot P_{\text{НОМi}}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных

электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^N P_{\text{Pi}}^{(4)}$ – суммарная расчетная активная мощность распределительных

устройств напряжением 6-10 кВ, которые питаются от данного узла 5-го уровня, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах

цеховых ТП, кВт;

$\sum P_{\text{РОСВ}}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории.

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{иА}}$ и приводится в РТМ 36.18.32.4-92. [5]

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Число присоединений $n=m+M=(14+4)=18$;
 где m – число кабельных линий, питающих каждый цех;
 M –число кабельных линий, питающих высоковольтные приемники.

Определяем средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$

$$K_{ИА} = \frac{P_{СР.НН} + P_{СР.ВВ}}{P_{НОМ.НН} + P_{НОМ.ВВ}}$$

$$K_{ИА} = \frac{15205,32 + 7800}{9750 + 24021,4} = 0,68$$

Тогда [5] $K_{ОМ}=0,85$. По формуле (3.2):

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (12169,85 + 7800 + 158,69) + 985,19 = 18094,45 \text{ кВт}$$

Тогда по формуле (3.1):

$$U_{рац} = 4,34\sqrt{1,5 + 0,016 \cdot 18094,45} = 74,04 \text{ кВ.}$$

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения одинаково удалено от обоих из имеющихся напряжений внешнего электроснабжения, выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения будем проводить путем технико-экономического сравнения вариантов.

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.1.

На главной понизительной подстанции устанавливаем два трансформатора, что обеспечивает необходимую надежность при достаточно простой схеме и конструкции главной понизительной подстанции. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7.

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо знать полную расчетную нагрузку предприятия:

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

где $Q_{эс}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [10, ф.4.32]:

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

где $\text{tg}\varphi_{эс}$ равен 0,4 для напряжения сети 35 кВ и равен 0,5 для напряжения 110 кВ.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

По формуле (3.4):

Для напряжения сети 110 кВ: $Q_{эс1} = 18094,45 \text{ кВт} \cdot 0,5 = 9047,23 \text{ квар.}$

Для напряжения сети 35 кВ: $Q_{эс2} = 18094,45 \text{ кВт} \cdot 0,4 = 7237,78 \text{ квар.}$

По формуле (3.3):

Для напряжения сети 110 кВ:

$$S_{р.п1} = \sqrt{(18094,45)^2 + (9047,23)^2} = 20230,21 \text{ кВА.}$$

Для напряжения сети 35 кВ:

$$S_{р.п2} = \sqrt{(18094,45)^2 + (7237,78)^2} = 19488,32 \text{ кВА.}$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов.

$$S_{н.т} = \frac{S_{рп}}{N_{т} \cdot K_{з.п}},$$

$$S_{н.т} = \frac{20230,21}{2 \cdot 0,7} = 14450 \text{ кВА.}$$

Для напряжения сети 35 кВ и 110 кВ выбираем трансформатор мощностью $S_{нт}=16000 \text{ кВА.}$

$$K_{зп} = \frac{S_{рп}}{N \cdot S_{нт}}, \quad (3.5)$$

где $N=2$ – число трансформаторов ГПП;

Тогда согласно (3.5):

$$\text{Для сети напряжением 110 кВ } K_{зп} = \frac{20230,21}{2 \cdot 16000} = 0,63.$$

$$\text{Для сети напряжением 35 кВ } K_{зп} = \frac{19488,32}{2 \cdot 16000} = 0,61.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{зп} = \frac{S_{рп}}{(N-1) \cdot S_{нт}}, \quad (3.6)$$

Тогда, используя (3.6):

$$\text{для сети напряжением 110 кВ } K_{зп} = \frac{20230,21}{(2-1) \cdot 16000} = 1,26.$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

для сети напряжением 35 кВ $K_{зп} = \frac{19488,32}{(2-1) \cdot 16000} = 1,22$.

Для данных трансформаторов коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не превышает допустимых значений.

Таблица 3.1 – Параметры трансформаторов на ГПП

Параметры	Напряжение сети, кВ	
	35	110
Тип трансформаторов ГПП	ТДН-16000/ 35	ТДН-16000/110
Номинальная мощность тр-ра, кВА	16000	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	35	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10,5	10,5
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	21	19
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	90	85
Напряжение короткого замыкания $U_{к}$, %	8	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,6	0,7
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{зн}$	0,61	0,63
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{зп}$	1,22	1,26

Выводы по разделу 3

В данном разделе был проведен расчет рационального напряжения, который показал, что в качестве напряжения внешнего напряжения внешнего электро-снабжения можно принять как 35 кВ, так и 110 кВ. В дальнейшем на основе технико-экономического сравнения определим наиболее выгодный вариант. Были выбраны трансформаторы ГПП на напряжение 35 и 110 кВ, рассчитаны коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах работы.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем отдельно для каждого варианта.

Вариант 1 – технико-экономическое сравнение электроснабжения с напряжением сети 110 кВ, вариант 2 - технико-экономическое сравнение электроснабжения с напряжением сети 35 кВ.

4.1 Вариант 1

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 4.1.

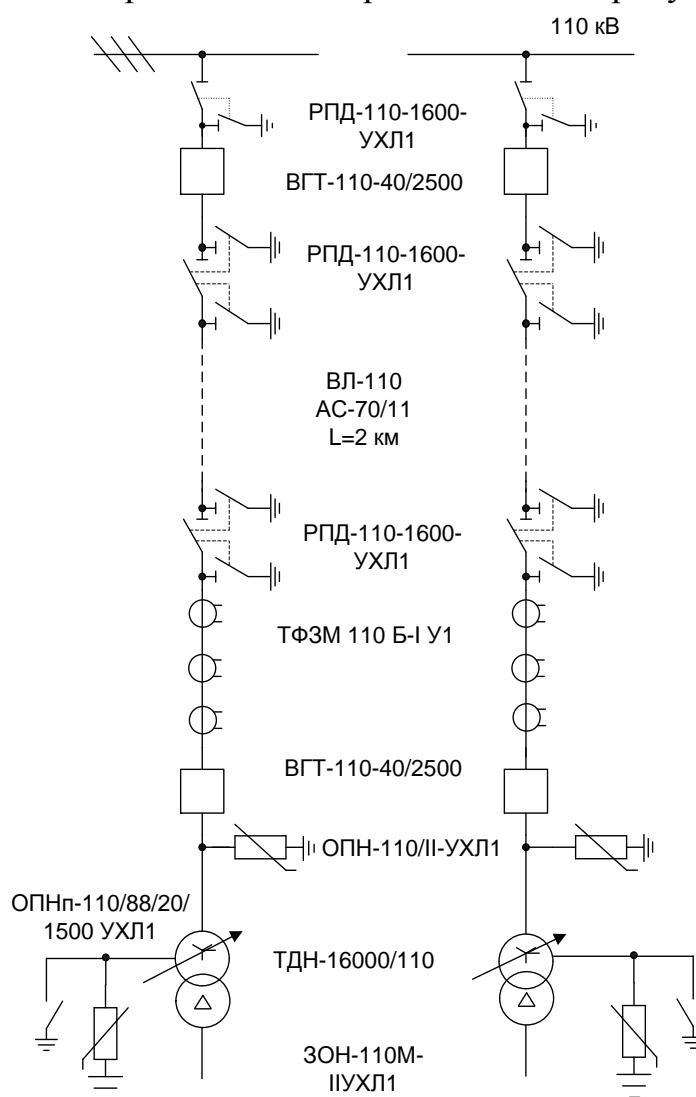


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4.1.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Определим потери мощности в силовых трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-16000/110: $\Delta P_{xx} = 19$ кВт, $\Delta P_{кз} = 85$ кВт, $I_{xx} = 0,7\%$, $U_k = 10,5\%$. [11, табл.4.2]

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{кз}) , \quad (4.1)$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

K_{3H} – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,63^2 \cdot 85) = 105,47 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{HT} \right) . \quad (4.2)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,63^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1557,58 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_T = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) , \quad (4.3)$$

где N - число трансформаторов на ГПП;

T_T -число часов в году, $T_T = 8760$ ч.

τ - годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T , \quad (4.4)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [9, табл.2.3] для тяжелого машиностроения $T_M = 3770$ ч.

По формуле (4.4):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3770}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2198,77 \text{ ч.}$$

По формуле (4.3):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,63^2 \cdot 2198,77 \cdot 85) = 481237,61 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4.1.2 Потери в ЛЭП

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле [10, ф.4.38]:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(P_{\text{рл}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эсч}}^2}, \quad (4.5)$$

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(18094,45 + 105,47)^2 + 9047,23^2} = 20324,6 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.6)$$

где N- число цепей линии, N=2;

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение сети; $U_{\text{н}} = 110$ кВ.

$$I_{\text{рл}} = \frac{20324,6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 53,33 \text{ А.}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{\text{п}} = \frac{K_{\text{зп}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot (N - 1) \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п}} = \frac{1,26 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 105,8 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [3, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_{\text{м}} = 3770$ равняется $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм².

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (4.8)$$

$$F_{\text{э}} = \frac{53,33}{1,1} = 48,48 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-70/11. Параметры провода [2]: Длительно допустимый ток $I_{\text{д}} = 265$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления $r_0 = 0,428$ Ом/км, $x_0 = 0,432$ Ом/км [2].

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}}=265 \text{ А} > I_{\text{п}}=105,8 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (4.9)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 53,33^2 \cdot 0,428 \cdot 1,5 \cdot 2198,77) = 24088,47 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

4.1.3 Токи КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.2

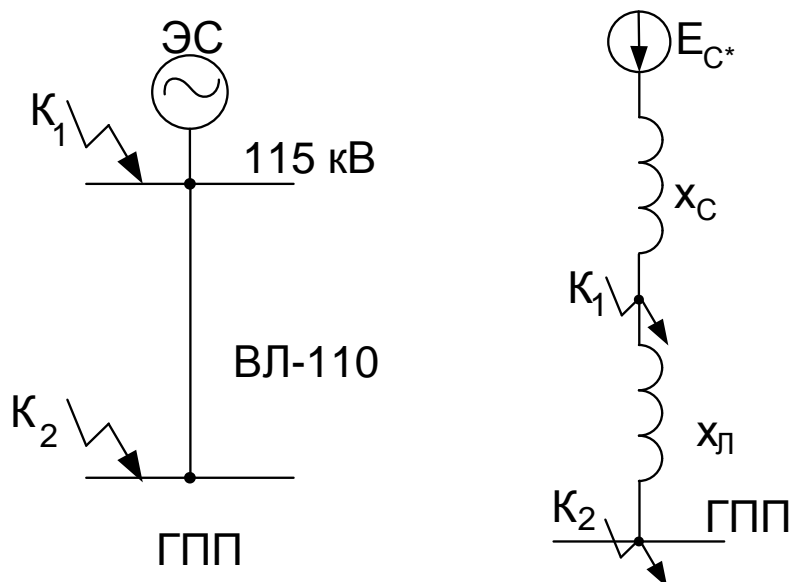


Рисунок 4.2 – Схемы для расчета токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_{\text{кз}}=6500$ МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_{\text{б}}=1000$ МВА, $U_{\text{б}}=115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах согласно:

$$x_{\text{с}^*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кзс}}}, \quad (4.10)$$

$$x_{\text{с}^*} = \frac{1000}{6500} = 0,15.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (4.11)$$

$$x_{л*} = \frac{0,432 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 0,065.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 равен :

$$I_{K1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{I_B}{x_{с*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{с*} + x_{т.эс*})}, \quad (4.12)$$

где $I_{п01}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,15} = 33,46 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}, \quad (4.13)$$

где x_2 суммарное сопротивление, равно $x_2 = x_{л*} + x_{с*} = 0,15 + 0,065 = 0,215$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,215} = 25,23 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (4.14)$$

где K_y - ударный коэффициент. Согласно [9, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1} = 1,72$, $K_{y2} = 1,8$.

Для точек К1 и К2:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 33,46 = 81,39 \text{ кА.}$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 25,23 = 64,23 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

4.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.УТЯЖ.}} ,$$

где $I_{\text{РАБ.УТЯЖ.}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,
 $I_{\text{РАБ.УТЯЖ.}}=I_{\text{П}}=105,8 \text{ А}$.

Намечаем к установке выключатель типа ВГТ-110-40/2500. Собственное время отключения выключателя $t_{\text{СВ}}=0,035 \text{ с}$, полное время отключения выключателя $t_{\text{ОВ}}=0,055 \text{ с}$.

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П,0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{\text{А}}}} , \quad (4.15)$$

где $T_{\text{А}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.
 $i_{\text{А,}\tau}$ – амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ .

По [9, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2:

$$T_{\text{А1}}= 0,03\text{с}; T_{\text{А2}}= 0,05\text{с}$$

$$\tau = t_{\text{РЗ,MIN}} + t_{\text{СВ}} , \quad (4.16)$$

где $t_{\text{РЗ,MIN}}$ – минимально возможное время срабатывания релейной защиты,
 $t_{\text{РЗ,MIN}}=0,01 \text{ с}$;

$t_{\text{С.В.}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

τ – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

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

Значение аperiodической составляющей по формуле (4.15):

$$i_{\text{А,}\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 33,46 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 19,24 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{А,}\tau 2} = \sqrt{2} \cdot 25,23 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 14,51 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

В каталоге на выключатель [12] задается допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{\text{А,НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}} \cdot 100, \quad (4.17)$$

Из формулы (4.17) можно найти номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (4.17)

$$i_{\text{А,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}}{100}$$

$$i_{\text{А,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

б) Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}},$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу, $t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_{\text{А}}), \quad (4.18)$$

где $t_{\text{ОТК}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}},$$

где $t_{\text{РЗ}}$ – время действия релейной защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы).

$t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{ОТК1}} = 2,1 + 0,055 = 2,155 \text{ с.}$$

$$t_{\text{ОТК2}} = 1,8 + 0,055 = 1,855 \text{ с.}$$

Тепловой импульс по формуле (4.18)

$$B_{\text{К1}} = 33,46^2 \cdot (2,155 + 0,03) = 2446,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{К2}} = 25,23^2 \cdot (1,855 + 0,05) = 1212,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-110-40/2500	Разъединитель РПД-110-1600-УХЛ1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=105,8$ А	$I_{НОМ}=2500$ А	$I_{НОМ}=1600$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=33,46$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=19,24$ кА	$i_{А,НОМ}=22,6$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=33,46$ кА $i_{УД}=81,39$ кА	$I_{ДИН}=40$ кА $i_{ДИН}=102$ кА	$I_{ДИН} = 40$ кА $i_{ДИН} = 102$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=2446,26$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с
Тип привода		ППрК-1800С	ПР3.2-УХЛ1

Таблица 4.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-110-40/2500	Разъединитель РПД-110-1600-УХЛ1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=105,8$ А	$I_{НОМ}=2500$ А	$I_{НОМ}=1600$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=25,23$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=14,51$ кА	$i_{А,НОМ}=22,6$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=25,23$ кА $i_{УД}=64,23$ кА	$I_{ДИН}=40$ кА $i_{ДИН}=102$ кА	$I_{ДИН} = 40$ кА $i_{ДИН} = 102$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=1212,63$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с
Тип привода		ППрК-1800С	ПР3.2-УХЛ1

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Выбор трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТФЗМ 110 Б – I У1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=110$ кВ	$u_{НОМ} = 110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=105,8$ А	$I_{НОМ} = 150-300$ А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=81,39$ кА	$i_{ДИН} = 62-90$ кА

Для защиты трансформаторов от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-110/II-УХЛ1, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПНп-110/88/20/1500 УХЛ1, ЗОН-110М – ПУХЛ1.

4.1.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + У ,$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента $E_n=0,12$, отчислений на амортизацию E_{Ai} , и расходов на обслуживание E_{0i} :

$$E_i = E_n + E_{Ai} + E_{0i} ,$$

где коэффициент E_i может быть определен по [1, табл. 2.23].

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов, определяется по [7,8].

$C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии.

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности.

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [18, 1.6]:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}},$$

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.

$$K_{\text{дефл}} = 3,77;$$

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на нее; $K_{\text{НДС}} = 1,18$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\Delta} = (\Delta W_T + \Delta W_L) \cdot C_0',$$

где ΔW_T – потери электроэнергии в трансформаторах ГПП, кВт·ч ;

ΔW_L – потери электроэнергии в линии, кВт·ч ;

C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, $C_0' = 2,6$ руб/кВт·ч .

Результаты расчета экономических показателей схемы внешнего электро-снабжения напряжением 110кВ сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Техничко-экономический расчет варианта 1

Наименование оборудова-ния	Ед. из-мер	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб	К, тыс.руб/год	Е	$\sum K_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔW , кВт·ч/год	C_{Δ} , тыс.руб/год
1.Ячейка выключателя	шт.	4	7238	8540,84	0,193	1648,38	-	-
2.Ячейка трансформатора	шт.	2	5521	6514,78	0,193	1257,35	481237,6	1251,22
3. ВЛ 110 кВ АС-70/11	км	1,5	1155	1362,9	0,152	207,17	24088,5	62,63
4.Разъединитель РПДО-110-1600-УХЛ1	шт.	10	200	236	0,193	45,55	-	-
5.Огран.пере.нейтраль ОПНп110/88/20/1500 УХЛ1	шт.	2	33,6	39,65	0,193	7,65	-	-
6.Огран.перенапряж ОПН-110/У	шт.	6	31	36,58	0,193	7,06	-	-
7.ЗОН-110М – ПУХЛ1	шт.	2	20	23,6	0,193	4,55	-	-
ИТОГО				16754,35		3177,7 1	585835,6	1313,85

4.2 Вариант 2

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 4.3.

4.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Определим потери мощности в силовых трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-16000/35: $\Delta P_{xx} = 19$ кВт, $\Delta P_{кз} = 85$ кВт, $I_{xx} = 0,7\%$, $U_k = 10,5\%$. [11, табл.4.2]

Потери мощности в трансформаторах по формуле 4.1 и 4.2:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,61^2 \cdot 95) = 108,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,61^2 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 224,08 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле 4.3:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,61^2 \cdot 95 \cdot 2198,77) = 488330,84 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

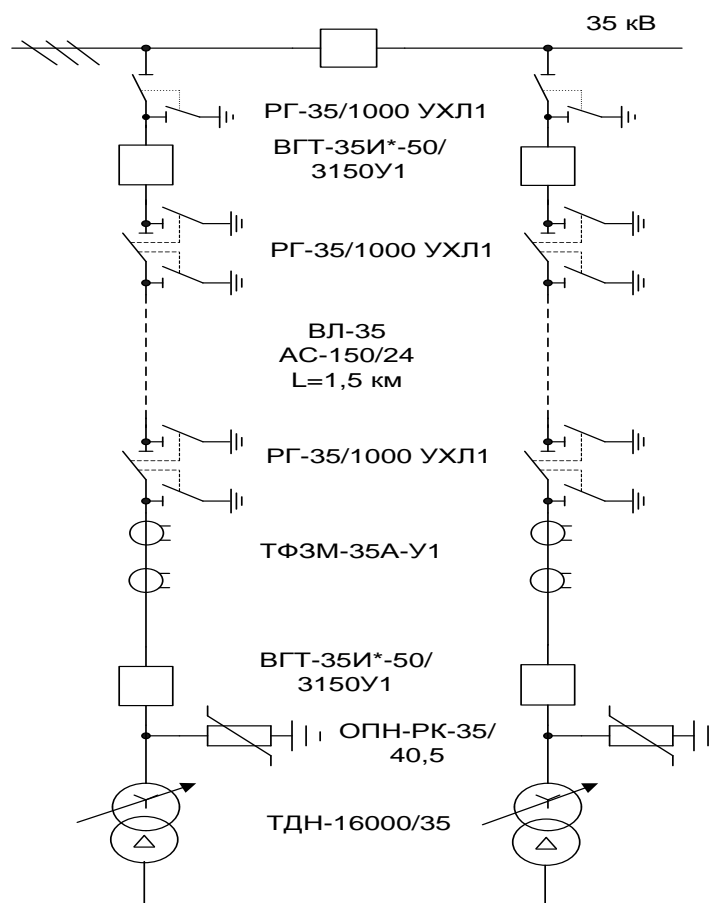


Рисунок 4.3 – Схема внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

4.2.2 Потери в ЛЭП

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле 4.5:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(18094,45 + 108,7)^2 + 7237,78^2} = 19589,29 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 35 кВ находится по формуле 4.6:

$$I_{\text{рл}} = \frac{19568,9}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 161,4 \text{ А}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле 4.7:

$$I_{II} = \frac{1,22 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 35} = 321,9 \text{ А}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [3, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m = 3770$ равняется $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$. По формуле 4.8:

$$F_3 = \frac{161,4}{1,1} = 146,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-150/24. Параметры провода [2]: Длительно допустимый ток $I_d = 450 \text{ А}$; удельные активное и индуктивное сопротивления $r_0 = 0,204 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}$ [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 450 \text{ А} > I_{II} = 321,7 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год по формуле 4.9:

$$\Delta W_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 161,4^2 \cdot 0,204 \cdot 1,5 \cdot 2198,77) \cdot 10^{-3} = 105162,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

4.2.3 Токи КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.4.

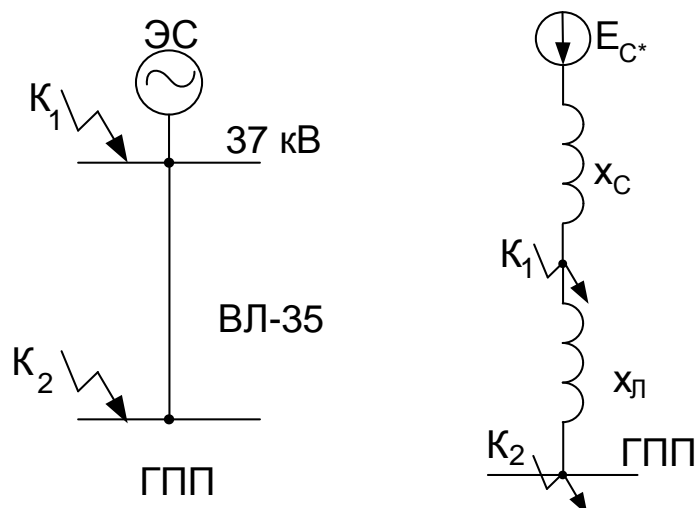


Рисунок 4.4 – Схемы для расчета токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы $35 \text{ кВ } S_C = 660 \text{ МВА}$. Расчет токов КЗ будет производить в

относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B=1000$ МВА, $U_B=37$ кВ.

Сопrotивление системы в относительных единицах согласно 4.10:

$$x_{c*} = \frac{1000}{660} = 1,52$$

Сопrotивление воздушной линии находится по формуле 4.11:

$$x_{л*} = \frac{0,406 \cdot 1,5 \cdot 1000}{37^2} = 0,44$$

Ток короткого замыкания в точке 1 по формуле 4.12 равен :

$$I_{k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,52} = 10,27 \text{ кА}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле 4.13:

$$I_{k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,96} = 7,96 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле 4.14 для точек К1 и К2 соответственно:

$$i_{уд(к1)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,27 = 24,98 \text{ кА}$$

$$i_{уд(к2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,96 = 20,26 \text{ кА}$$

4.2.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ.} ,$$

где $I_{РАБ.УТЯЖ.}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме, $I_{РАБ.УТЯЖ.}=I_{П}=321,7$ А.

Намечаем к установке выключатель типа ВГТ-35И*-50/3150У1. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ}=0,035$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ}=0,055$ с.

Значение апериодической составляющей по формуле 4.15:

$$i_{А,т1} = \sqrt{2} \cdot 24,98 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 7,88 \text{ кА}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$i_{A,\tau 2} = \sqrt{2} \cdot 20,26 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 10,97 \text{ кА}$$

В каталоге на выключатель [12] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$

Из формулы (4.17) можно найти номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении 4.16

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,28 \text{ кА}$$

Тепловой импульс по формуле (4.8)

$$B_{K1} = 10,27^2 \cdot (2,155 + 0,03) = 230,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K2} = 7,96^2 \cdot (1,855 + 0,05) = 121,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей и разъединителей сведены в таблицу 4.5 и 4.6.

Таблица 4.5 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-35И*-50/3150У1	Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}}=35\text{кВ}$	$u_{\text{НОМ}}=35\text{кВ}$	$u_{\text{НОМ}}=35\text{кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ}}=321,7 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,\tau}}$	$I_{\text{П,\tau}}=10,27 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=50 \text{ кА}$	-
$i_{A,\text{НОМ}} \geq i_{A,\tau}$	$i_{A,\tau}=7,88 \text{ кА}$	$i_{A,\text{НОМ}}=28,28 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$I_{\text{П,0}}=10,27 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}}=20,26 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}}=50 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН}}=127,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}}=230,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} =$ $= 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ППрК	ПРГ-5УХЛ1

Таблица 4.6 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-35И*-50/3150У1	Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=35\text{кВ}$	$u_{НОМ}=35\text{кВ}$	$u_{НОМ}=35\text{кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=321,7\text{ А}$	$I_{НОМ}=3150\text{ А}$	$I_{НОМ}=1000\text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=7,96\text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=50\text{ кА}$	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=10,97\text{ кА}$	$i_{А,НОМ}=28,28\text{ кА}$	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=7,96\text{ кА}$ $i_{УД}=37,7\text{ кА}$	$I_{ДИН}=50\text{ кА}$ $i_{ДИН}=127,5\text{ кА}$	$I_{ДИН} = 16\text{ кА}$ $i_{ДИН} = 40\text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=121,7\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $= 16^2 \cdot 3 = 768\text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$
Тип привода		ППрК	ПРГ-5УХЛ1

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Выбор трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТФЗМ 35 А -У1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=35\text{кВ}$	$u_{НОМ} = 35\text{кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=321,7\text{ А}$	$I_{НОМ}=400\text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=20,26\text{ кА}$	$i_{ДИН} = 84\text{ кА}$

Для защиты трансформаторов от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-РК-35/40,5.

4.2.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

По формулам, представленных в пункте 5.1 произведем аналогичный расчет для схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ.

Для напряжения 35 кВ удельная стоимость потерь электроэнергии
 $C_0 = 2,85\text{руб/кВт} \cdot \text{ч}$.

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35кВ в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 - Техничко-экономические показатели варианта 2

Наименование оборудования	Ед. измер	Кол. во	Стоимость единицы, тыс.руб	К, тыс.руб/год	Е	$\sum K_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔW , кВт·ч/год	C_3 , тыс.руб/год
1.Ячейка выключателя	шт.	4	1880	2218,4	0,193	428,15	-	-
2.Ячейка трансформатора	шт.	2	7500	8850	0,193	1708,05	488330,8	1391,7
3. ВЛ 35 кВ	км	1,5	1307	1542,3	0,152	235,98	105162,2	299,7
4.Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	шт.	10	150	177	0,193	34,16	-	-
6.Огран. перенапряж. ОПН-РК-35/40,5	шт.	2	20	23,6	0,193	4,55	-	-
ИТОГО				12811,3		2410,89	593493,0	1692,4

Сопоставим оба варианта на 35 кВ и на 110 кВ. Приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ равняются $Z_{110} = 4491,56$ тыс.руб. В свою очередь приведенные затраты на вариант с напряжением сети 35 кВ равняются $Z_{35} = 4103,34$ тыс.руб.

Несмотря на то, что приведенные затраты варианта сети на 110 кВ немного выше, чем на 35, но отличаются незначительно, то обратимся к такому техничскому показателю, как величина напряжения питания.

Согласно ПУЭ, следует принимать вариант сети более высокого напряжения даже в том случае, если его экономические показатели на 10 – 15% хуже, чем варианта сети с меньшим номинальным напряжением. В нашем случае экономические показатели варианта на 110 кВ на 9 % хуже, чем сети на 35 кВ. Исходя из этого, к исполнению принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

Выводы по разделу 4

В данном разделе было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов внешнего электроснабжения предприятия с напряжениями 35 и 110 кВ. Были рассчитаны технико-экономические показатели обеих вариантов. После проведения расчета увидели, что приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ равняются $Z_{110} = 4491,56$ тыс.руб. В свою очередь приведенные затраты на вариант с напряжением сети 35 кВ равняются $Z_{35} = 4103,34$ тыс.руб.

Исходя из того, что экономические показатели варианта на 110 кВ на 9% хуже, чем у варианта на 35 кВ, принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

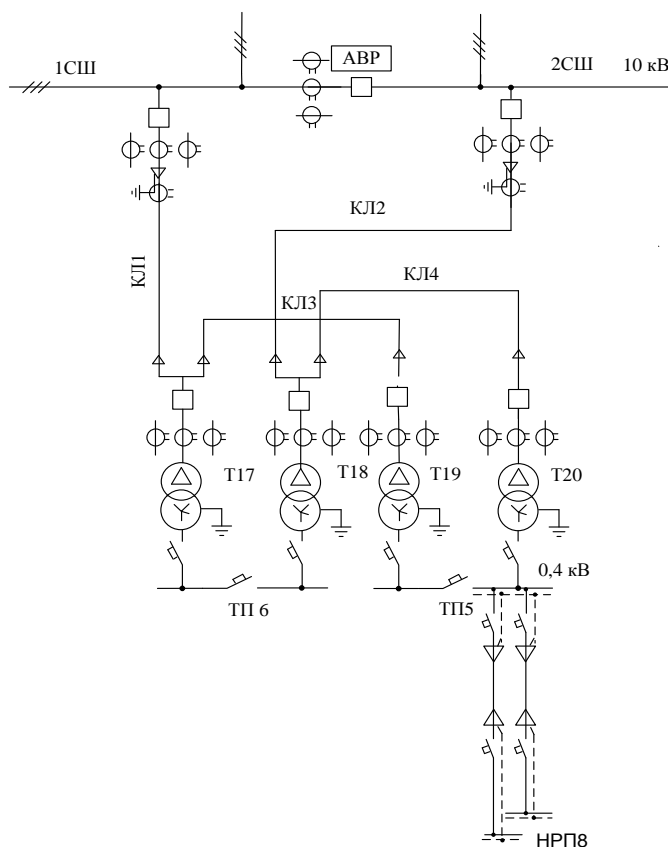
ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

5.1 Выбор рационального напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников с номинальным напряжением 6 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ. [11, 5.3; 10, 4.8.1]

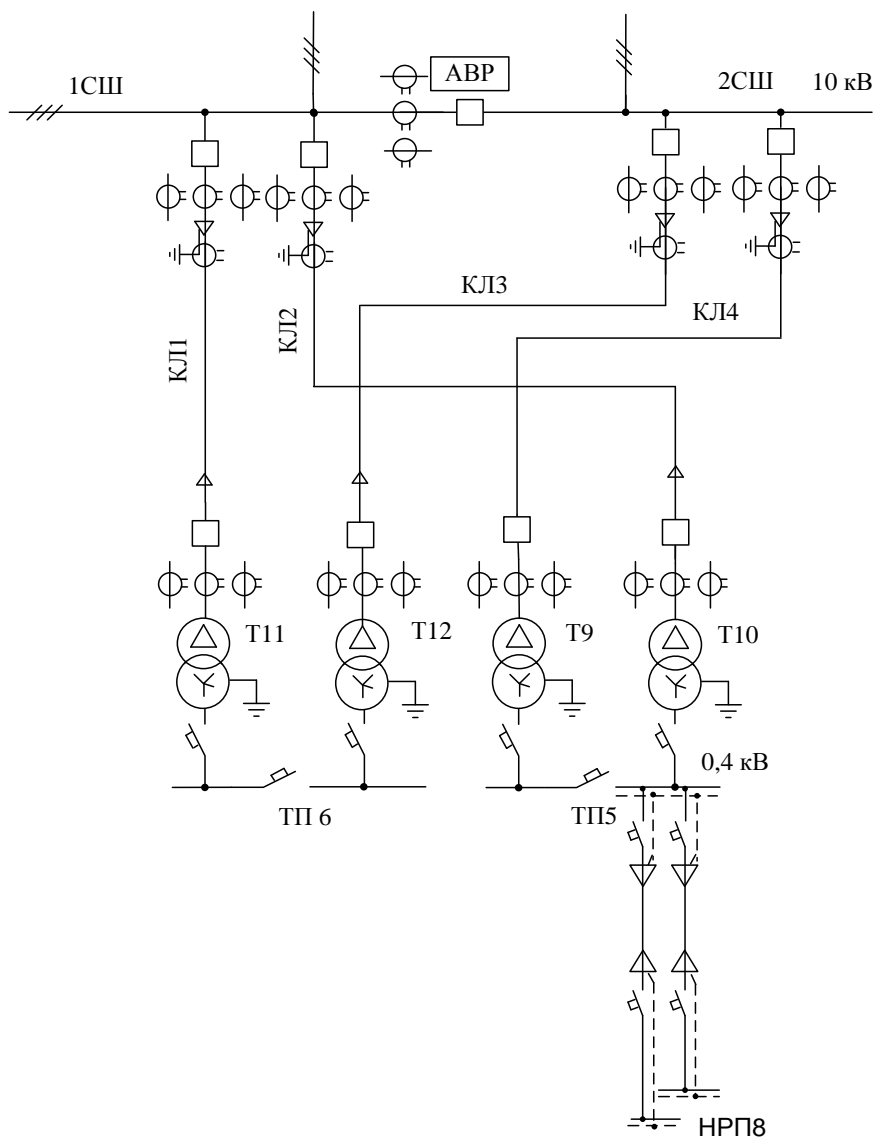
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП 94. Распределение электроэнергии может осуществляться по радиальной и магистральным схемам (рис 5.1). Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем отдельно для каждого варианта. Сравнение проведем на примере механического цеха.



а)

Рисунок 5.1 – Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения района ООО Гусеница (а)



б)

Рисунок 5.1 –Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения
ООО Гусеница(б)

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

Ток расчетный находим по выражению (4.6):

$$I_{\text{рл}} = \frac{\sqrt{(1200 + 17,16)^2 + 1411^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 53,8 \text{ А}$$

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

$$I_{\Pi} = 53,8 \cdot 2 = 107,6 \text{ А}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [6] для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами и T_m более 3000 ч/год $j_3=1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда по выражению (4.8)

$$F_3 = \frac{53,8}{1,1} = 48,9 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее большее сечение 50 мм^2
Проверим по длительно допустимому току[6]:

$$I_{\text{доп}} = 175 \text{ А} \geq 107,6 \text{ А}$$

Выбираем кабель для кабельных линий КЛ1 и КЛ3 марки ААШвУ сечением 50 мм^2 с погонными параметрами $r_0=0,641 \text{ Ом/км}$; $x_0=0,104 \text{ Ом/км}$.

Длину кабельной линии определим по генплану, $l = 0,313 \text{ км}$.

Тогда потери электроэнергии, согласно (4.9) равны:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 2 \cdot (3 \cdot 48,9^2 \cdot 0,641 \cdot 2198,77 \cdot 0,313) = 3164,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Проверим выбранный кабель по потерям напряжения.

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

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% , \quad (5.1)$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля.

$$\Delta U = \frac{1200 \cdot 0,641 \cdot 0,313 + 1411 \cdot 0,104 \cdot 0,313}{2 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 1,43\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

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

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 5.1 – Экономические показатели магистральной схемы внутреннего электроснабжения ООО Гусеница

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, о. е.	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери электроэнергии, кВт ч	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб.
1	Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2,000	300	810,4	0,193	312,8	–	–
2	Кабельная линия ГПП – ТП6	км	0,313	1300	3528,2	0,165	182,2	3164,6	8,15
3	Кабельная линия ТП5 – ТП6	км	0,085	1050	2849,7	0,165	39,9	859,4	2,2
4	Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4,000	330	887,83	0,193	685,4	–	–
Итого							1220,3		10,35

Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения механического представлена на рисунке 5.1.а

Таблица 5.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения механического цеха

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, о. е.	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери электроэнергии, кВт ч	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб.
1	Ячейка выключателя отходящей линии	шт	4	300	810,4	0,193	625,6	–	–
2	Кабельная линия ГПП – ТП6	км	0,313	1050	2849,7	0,165	147,2	4374,18	11,2
3	Кабельная линия ГПП – ТП2	км	0,315	1050	2849,7	0,165	148,1	4402,1	11,3
4	Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4	330	887,83	0,193	685,4		
Итого							1606,3		22,5

Согласно выражению (5.1):

$$Z_1 = 1220,3 + 10,35 = 1230,65 \text{ тыс.р.}$$

$$Z_2 = 1606,3 + 22,5 = 1628,8 \text{ тыс.р.}$$

По результатам расчета мы видим, что вариант магистральной схемы внутреннего электроснабжения района ООО Гусеница завода мощных тракторов экономически выгоднее, чем вариант радиальной схемы электроснабжения, следовательно, внутреннее электроснабжение района ООО Гусеница выполним по магистральной схеме электроснабжения. Схемы электроснабжения остальных цехов будем выбирать согласно рекомендациям, приведенным в [16].

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает низкой коррозионной активностью, присутствуют блуждающие токи в грунте, колебания и растягивающие усилия в грунте отсутствуют. Согласно [36, табл. 3.48] при применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки ААШВУ - с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой, с наличием шлангового защитного покрова из ПВХ пластика. На участках кабельных линий, проходящих по цехам, кабели проложены в лотках.

5.4 Расчет питающих линий

Расчет питающих линий покажем на примере расчета кабельной линии, питающей ТП1. (КЛ1) Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле [10, ф.4.62]:

$$I_{P.K.} = \frac{S_{P.K.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.2)$$

где $S_{P.K.}$ - мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме. Из раздела 3 известно, что $S_{P.ТП-1} = 1849,73$ кВА.
 U_H - номинальное напряжение сети. Для КЛ1 $U_H = 10$ кВ.

По (5.2):

$$I_{P.K.} = \frac{1849,73}{\sqrt{3} \cdot 10} = 106,79 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Сечение кабельной линии по формуле [10, ф.4.63]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.3)$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока. По [16, табл. 3.36] $j_{\text{э}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$;

По (5.3):

$$F_{\text{э}} = \frac{106,79}{1,1} = 94,3 \text{ мм}^2,$$

По [6, табл.21.4] выбираем максимально близкое к экономическому $F_{\text{ст}} = 95 \text{ мм}^2$ с длительно допустимыми токами $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$ и $I_{\text{доп}} = 246 \text{ А}$ для кабеля, проложенного в земле и в воздухе соответственно. Учитывая то, что трасса данной кабельной линии проходит непрерывно менее 10 м в воздухе, принимаем длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

Учитывая требования [13, 1.3.20] длительно допустимый ток. Длительно допустимый ток с учетом условий прокладки определяется по формуле [10, ф.4.64]:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{п}}$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. По [3, табл. 1.3.26] $K_{\text{п}} = 0,9$;

$K_{\text{т}}$ — поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель.

Согласно исходным данным, наивысшая температура окружающего воздуха равно $34,2^{\circ}\text{C}$. По [2, табл. 3.68] для нормированной температуры жил, используя линейную интерполяцию, получим:

$$K_{\text{т}} = 0,89 - \frac{(0,89 - 0,86) \cdot (34,2 - 30)}{35 - 30} = 0,86$$

По формуле 5.4:

$$I'_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,86 \cdot 205 = 158,7 \text{ А}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{доп}} = 158,7 \text{ А} > I_{\text{р.к.}}/n_{\text{к}} = 53,4 \text{ А},$$

где $n_{\text{к}}$ - число параллельных кабелей в кабельной линии, в нашем случае $n_{\text{к}} = 2$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

где - P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [5, табл. 7.28; 25];

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ААШвУ (3х95)

$$r_0 = 0,33 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}, l = 0,12 \text{ км}.$$

По (5.1):

$$\Delta U = \frac{1084,5 \cdot 0,33 \cdot 0,12 + 1360,8 \cdot 0,08 \cdot 0,12}{2 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,03\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Выводы по разделу 5

В данном разделе был проведен выбор кабельных линий, питающих ТП, НРП и высоковольтные электроприемники. Кабельные линии выбраны таким образом, чтобы система внутреннего электроснабжения была максимально надежной, но на ее построение ушло минимум затрат.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 5.1 – Кабельные линии

Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{р.к.} , кВА	I _{р.к.} , А	F _э , мм ²	F _{т.э.} , мм ²	Тип и кол-во кабе- лей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп.} , А	K _{п.} о.е.	K _{т.} о.е.	Г _{доп.} , А	K _{ав.} , о.е.	Г _{ав.} , А	L, км	Г _{о.} , Ом/км	X _{о.} , Ом/км	ΔU, %	
									норм	п/а											
ГПП-ТП1	1084,5	1360,8	1849,7	106,8	82,1	95	ААШвУ (3х95)	2	в траншее	106,8	213,6	205	0,9	0,86	158,7	1,25	198,3	0,12	0,33	0,08	0,03
ТП1-НРП1	130,2	130,2	202,1	11,7	9,0	16	ААШвУ (3х16)	2	в траншее	11,7	23,3	46	0,9	0,86	35,6	1,25	44,5	0,13	1,94	0,11	0,02
ТП1-НРП2	110,5	82,9	82,9	4,8	3,7	16	ААШвУ (3х16)	2	в траншее	4,8	9,6	46	0,9	0,86	35,6	1,25	44,5	0,08	1,94	0,11	0,01
ГПП-ТП2	1288,9	1293,8	2042,4	117,9	90,7	95	ААШвУ (3х95)	2	в траншее	117,9	235,8	205	0,9	0,86	158,7	1,25	198,3	0,04	0,33	0,08	0,01
ТП2-НРП3	163,9	364,2	523,2	30,2	23,2	25	ААШвУ (3х25)	1	в траншее	30,2	-	90	1,0	0,86	77,4	-	-	0,11	1,24	0,10	0,03
ГПП-ТП3	1921,5	1840,2	2828,2	163,3	125,6	120	ААШвУ (3х120)	2	в траншее	163,3	326,6	270	0,9	0,86	209,0	1,25	261,2	0,35	0,21	0,08	0,09
ТП3-НРП4	1008,0	542,4	1163,1	67,2	51,7	50	ААШвУ (3х50)	2	в траншее	67,2	134,3	156	0,9	0,86	120,7	1,25	150,9	0,04	0,64	0,10	0,02
ТП3-НРП5	35,0	30,9	60,2	3,5	2,7	16	ААШвУ (3х16)	1	в траншее	3,5	-	46	1,0	0,86	39,6	-	-	0,06	1,94	0,11	0,01
ТП3-НРП6	108,5	144,7	204,7	11,8	9,1	16	ААШвУ (3х16)	1	в траншее	11,8	-	46	1,0	0,86	39,6	-	-	0,12	1,94	0,11	0,03
ГПП-ТП4	1663,6	2127,3	2879,1	166,2	127,9	120	ААШвУ (3х120)	2	в траншее	166,2	332,5	270	0,9	0,86	209,0	1,25	261,2	0,25	0,21	0,08	0,06
ТП4-НРП7	661,5	899,8	1174,1	67,8	52,1	50	ААШвУ (3х50)	2	в траншее	67,8	135,6	156	0,9	0,86	120,7	1,25	150,9	0,06	0,64	0,10	0,02
ГПП-ТП5	1760,2	1328,5	2298,6	132,7	102,1	95	ААШвУ (3х95)	2	в траншее	132,7	265,4	205	0,9	0,86	158,7	1,25	198,3	0,13	0,33	0,08	0,04
ТП5-НРП8	542,2	650,4	887,0	51,2	39,4	35	ААШвУ (3х35)	2	в траншее	51,2	102,4	135	0,9	0,86	104,5	1,25	130,6	0,05	0,89	0,10	0,01
ГПП-ТП6	1200,0	1411,1	1894,9	109,4	84,2	95	ААШвУ (3х95)	2	в траншее	109,4	218,8	205	0,9	0,86	158,7	1,25	198,3	0,26	0,33	0,08	0,07
ГПП-СД1	2520,0	-1952,2	3187,7	184,0	141,6	150	ААШвУ (3х150)	1	в траншее	184,0	-	275	1,0	0,86	236,5	-	-	0,05	0,21	0,08	0,02
ГПП-СД2	2520,0	-1952,2	3187,7	184,0	141,6	150	ААШвУ (3х150)	1	в траншее	184,0	-	275	1,0	0,86	236,5	-	-	0,07	0,21	0,08	0,02
ГПП-СД3	2520,0	-1952,2	3187,7	184,0	141,6	150	ААШвУ (3х150)	1	в траншее	184,0	-	275	1,0	0,86	236,5	-	-	0,08	0,21	0,08	0,03
ГПП-СД4	2520,0	-1952,2	3187,7	184,0	141,6	150	ААШвУ (3х150)	1	в траншее	184,0	-	275	1,0	0,86	236,5	-	-	0,09	0,21	0,08	0,03

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать неизменной во времени: $I_K = I_{I0} = I_{I\infty}$.

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему (рисунок 6.1).

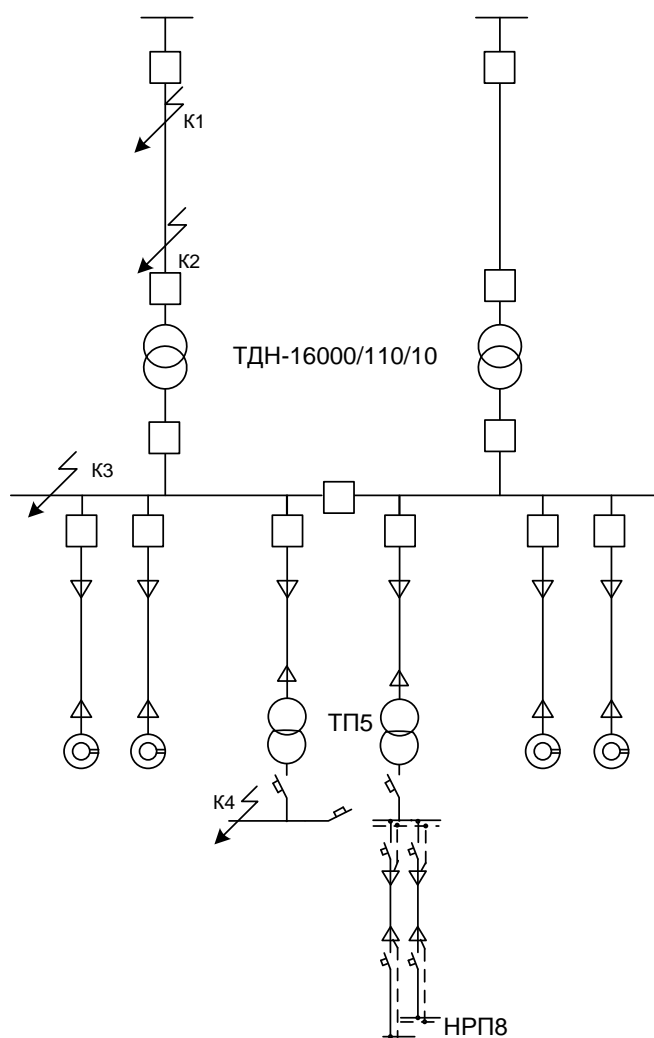


Рисунок 6.1 - Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчёта токов К3

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2). Значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках K_1 и K_2 можно принять из расчета, произведенного нами ранее:

$$I_{K1} = 33,46 \text{ кА}; i_{уд1} = 81,39 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 23,79 \text{ кА}; i_{уд2} = 60,56 \text{ кА};$$

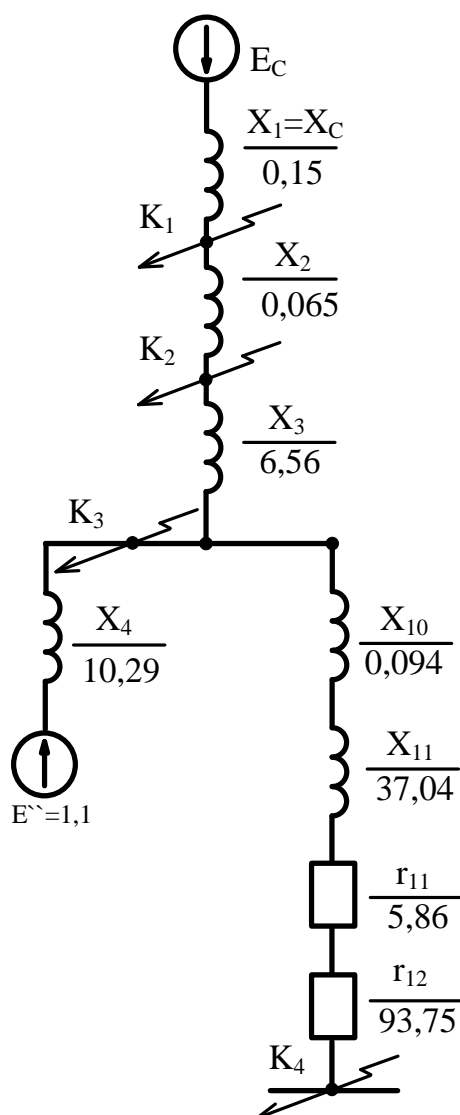


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

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

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{S_B}{S_{КЗ.С}}, \quad (6.1)$$

где $S_{КЗ.С}=6500$ МВА – мощность короткого замыкания системы.

Тогда по формуле 6.1:

$$x_C = x_1 = \frac{1000}{6500} = 0,15$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{Л} = x_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{U_{СР1}^2}, \quad (6.2)$$

где $U_{СР1}=115$ кВ – среднее напряжение воздушной линии 110кВ.

По 6.2:

$$x_2 = 0,432 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,065$$

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = x_T = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}}, \quad (6.3)$$

В соответствии с (6.3):

$$x_3 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Сопротивление кабельных линий, питающих двигатели:

$$x_{КЛн} = x_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{U_{СР2}^2},$$

где $U_{СР2}=10,5$ кВ – среднее напряжение кабельной линии 10 кВ.

Сопротивление кабельной линии КЛ до СД 1-4:

$$x_{КЛ1} = 0,08 \cdot 0,09 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,065$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Сопротивление синхронных двигателей:

(6.4)

$$X_{сд} = \frac{S_B \cdot x''}{P_{нд} / \cos \varphi},$$

где $x'' = 14,8 \%$ – сверхпереходное сопротивление по продольной оси

[1, табл. 2.48];

$P_{нд} = 3,15$ МВт ;– номинальная мощность двигателя;

$\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности двигателя.

По формуле (6.4):

$$X_{сд1-4} = \frac{1000 \cdot 0,148}{3,15 / 0,9} = 42,29$$

На рисунке 6.3 представлена схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ.

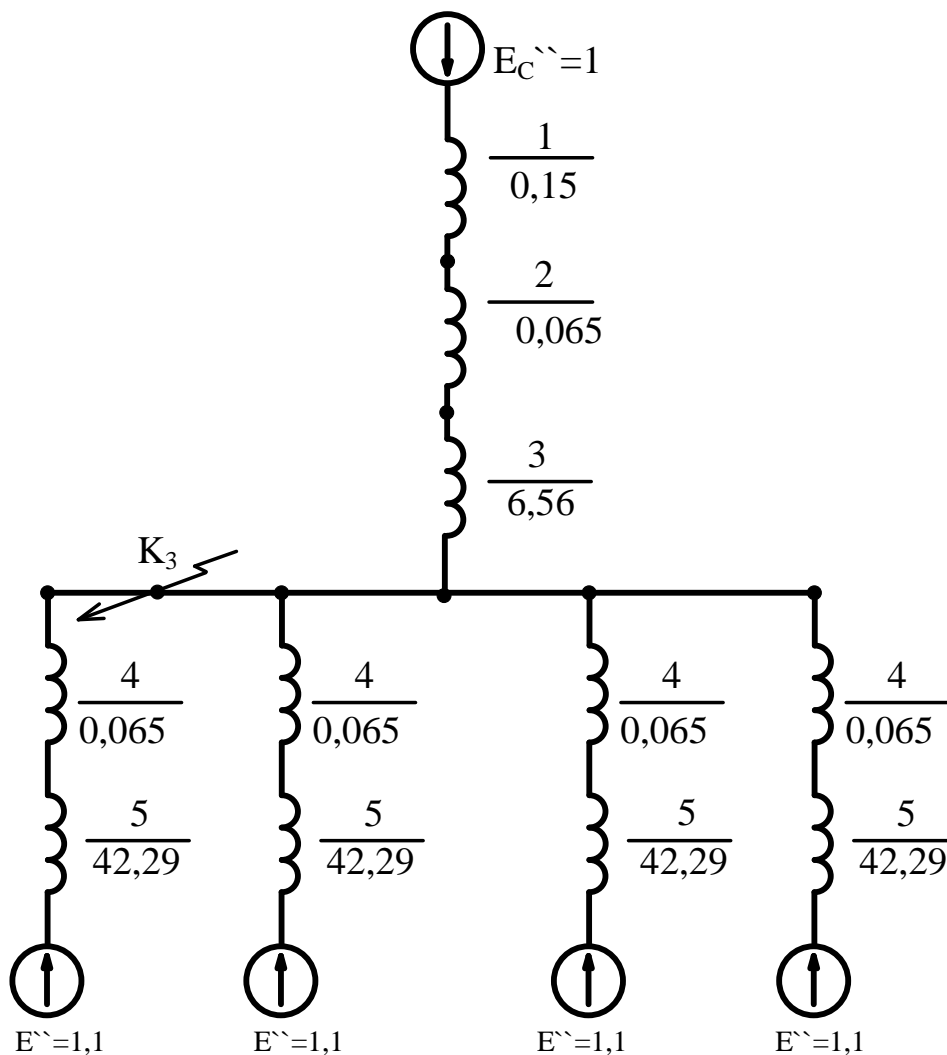


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

На рисунке 6.4 показана преобразованная схема замещения, в которой суммированы все последовательно соединенные сопротивления.

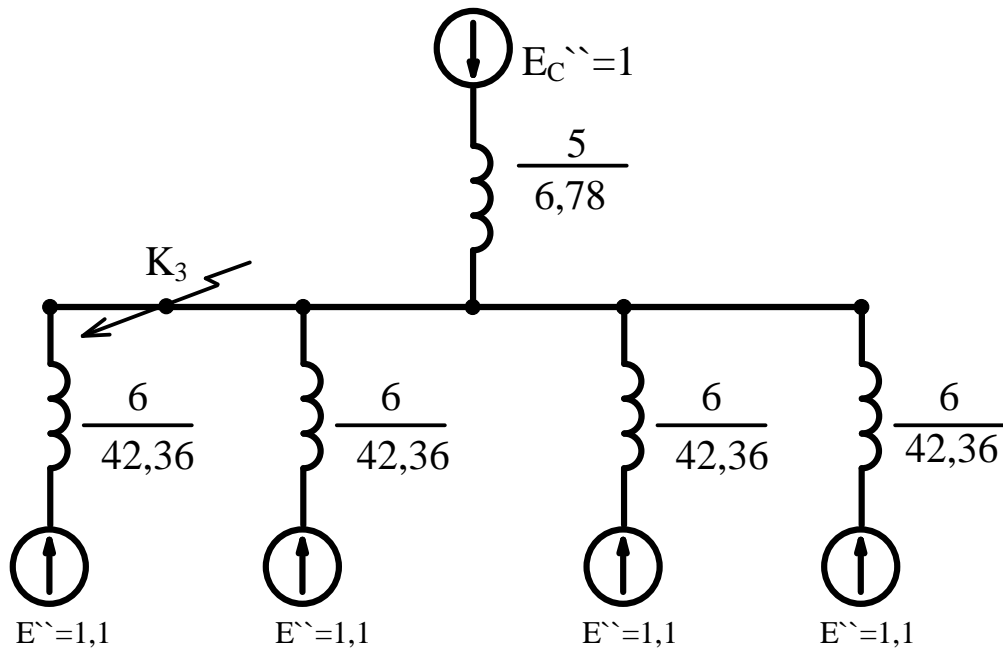


Рисунок 6.4 – Результаты преобразования схемы

Параллельные ветви б могут быть преобразованы в эквивалентные с помощью формул [1, табл. 2.43]:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \frac{E_3}{X_3} + \frac{E_4}{X_4}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}, \quad (6.5)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}, \quad (6.6)$$

где $E_1, X_1, E_2, X_2, E_3, X_3, E_4, X_4$, – соответствующие ЭДС и сопротивления ветвей соответственно.

По формулам (6.5) и (6.6) для ветвей б:

Суммарное сопротивление кабельных линий КЛ и двигателей СД1-2 и СД3-4:

$$E_{\text{СД(1)}} = \frac{\frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}} + \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}}}{\frac{1}{X_{\text{СД}}} + \frac{1}{X_{\text{СД}}}} = \frac{2 \cdot \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}}}{2 \cdot \frac{1}{X_{\text{СД}}}} = E_{\text{СД}} = 1,1$$

$$X_{CD(1)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{CD}} + \frac{1}{X_{CD}}} = \frac{X_{CD}}{2} = \frac{42,36}{2} = 21,18$$

Суммарное сопротивление равно:

$$X_4 = \frac{1}{\frac{1}{X_{CD(1)}} + \frac{1}{X_{CD(1)}}} = \frac{X_{CD(1)} \cdot X_{CD(1)}}{X_{CD(1)} + X_{CD(1)}} = \frac{21,18 \cdot 21,18}{21,18 + 21,18} = 10,29$$

Соответствующим образом преобразованная схема замещения представлена на рисунке 6.5.

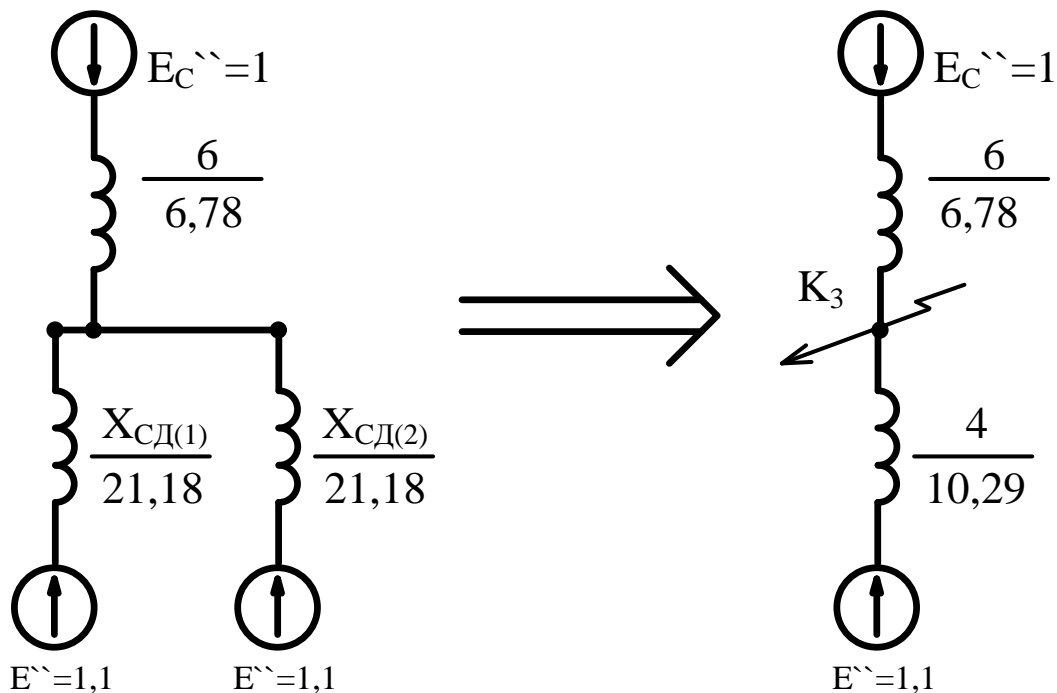


Рисунок 6.5 – Результаты преобразования схемы для расчёта КЗ к точке K_3

Точку K_4 полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП5).

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП5:

$$x_{10} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}$$

$$x_{10} = 0,08 \cdot 0,13 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,094$$

В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора в ТП5 [26]:

$$z_{11} = z_T = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (6.7)$$

По формуле 6.7:

$$z_{11} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 37,5$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_{11} = r_T = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2},$$

$$r_{11} = 15 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600^2} = 5,86$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{11} = x_T = \sqrt{z_{10}^2 - r_{10}^2},$$

$$x_{11} = \sqrt{37,5^2 - 5,86^2} = 37,04.$$

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_K=0,015$ Ом. Это сопротивление в относительных единицах

$$r_{12} = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (6.8)$$

По формуле 6.8:

$$r_{12} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках K_1 и K_2 были определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия (раздел 4.2.3).

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Определим ток короткого замыкания в точке К₃.

$$I_B = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Сопrotивление X₆ на рисунке 6.5:

$$X_6 = X_1 + X_2 + X_3 = 0,15 + 0,065 + 6,56 = 6,78$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{X_6} \cdot I_B,$$
$$I_C = \frac{1}{6,78} \cdot 55 = 8,11 \text{ кА.}$$
$$I_{CD/0/} = \frac{E_{CD^*}}{X_4} \cdot I_B, \tag{6.9}$$

По формуле 6.9:

$$I_{CD1-4/0/} = \frac{1,1}{10,29} \cdot 55 = 5,88 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{K3/0/} = I_C + I_{CD/0/}, \tag{6.10}$$

По формуле 6.10:

$$I_{K3/0/} = 8,11 + 5,88 = 14 \text{ кА.}$$

Так как подпитку точки К₃ от синхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока К₃ можно считать неизменной: $I_{K3} = I_{П0} = I_{Пт} = 14 \text{ кА.}$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3},$$

где $K_y = 1,92$ согласно [9, табл. 2.45]

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14 = 38 \text{ кА,}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Мощность короткого замыкания

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П,0} ,$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14 = 254,61 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{11} + r_{12}; \quad (6.11)$$

По формуле 6.11:

$$r_{\Sigma} = 5,86 + 93,75 = 99,61;$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_6 + x_{10} + x_{11}; \quad (6.12)$$

По формуле 6.12:

$$x_{\Sigma} = 6,78 + 0,094 + 37,04 = 43,91;$$

Полное сопротивление

$$z_4 = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} ;$$

$$z_4 = \sqrt{43,91^2 + 99,61^2} = 108,86.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_4} ; \quad (6.13)$$

По формуле 6.13:

$$S_{K34} = \frac{1000}{108,86} = 9,19 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_B=0,4$ кВ найдем по формуле:

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{S_{KЗ4}}{\sqrt{3} \cdot U_B} .$$

$$I_{K4} = \frac{9,19 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 13,26 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4} ,$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно [9,табл. 2,45].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,26 = 30 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{Ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П,0}$	$I_{Пт}$	$i_{уд}$	
K_1	115	33,46	33,46	81,39	6500
K_2	115	23,79	23,79	60,56	6370
K_3	10,5	14	14	38,5	254,61
K_4	0,4	13,26	13,26	30	9,19

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения КЗ. С этой целью построим диаграмму селективности действия максимальной токовой защиты (рисунок 6.6), степень селективности примем равной 0,3 с.

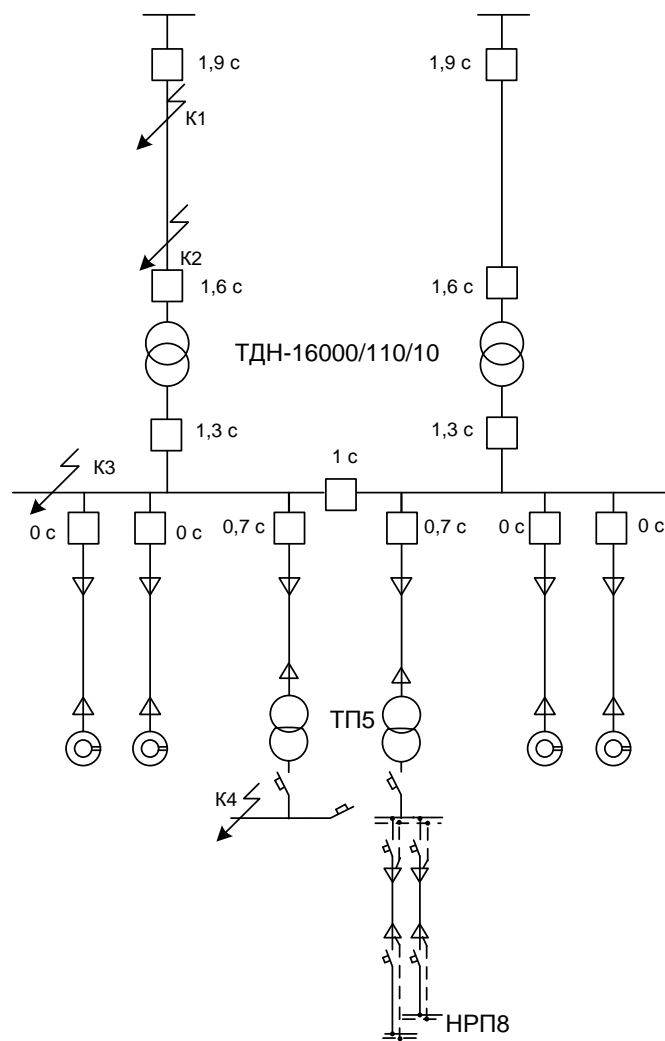


Рисунок 6.6 – Карта селективности действия максимальной токовой защиты

Выводы по разделу 6

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания в четырех точках. Полученные при этом результаты необходимы для дальнейшего выбора аппаратуры схемы внутреннего электроснабжения завода.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4.1.

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

РУ НН ГПП выполняется комплектным из шкафов КРУ «Классика» серии D-12P для внутренней установки. Шкаф комплектуется вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛ-10.

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

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{K_{3.п/ав} \cdot S_{\text{Н.Т.}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}; \quad (7.1)$$

По формуле 7.1:

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,26 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1163,94 \text{ А.}$$

Ударный ток указан в таблице 6.1 для точки короткого замыкания K_3 . Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (4.25):

$$B_K = 14^2 \cdot (0,05 + 0,14) = 37,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A = 0,14$ с согласно [9].

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с},$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ D-12P
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$u_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ ГПП}} = 1163,94 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$i_{\text{УД}} = 38,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 64 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$	$B_K = 37,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям (4.15)–(4.20).

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ «Классика» серии D-12P устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10 с собственным временем отключения $t_{CB} = 0,027$ с и полным временем отключения $t_{OB} = 0,037$ с.

Амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле (5.19)

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,14}} = 14,9 \text{ кА}$$

где $\tau = t_{P3MIN} + t_{CB} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле (4.21):

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,82 \text{ кА}$$

где $\beta_{НОМ}$ определяется по кривой рисунка 2.37 [2] для времени $\tau=0,04$ с.

Значения ударного тока и теплового импульса указаны в таблице 6.1. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВ/TEL-10-31,5/1600
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 1163,94$ А	$I_{НОМ} = 1600$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau} = 14$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 31,5$ кА
$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}$	$i_{A,\tau} = 14,9$ кА	$i_{A,НОМ} = 17,82$ кА
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0} = 14$ кА $i_{УД} = 38,5$ кА	$I_{ДИН} = 31,5$ кА $i_{ДИН} = 80$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 37,24$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8$ кА ² · с

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} , кВ	I _p , А	I _{утяж} , А	I _{п.о.} , кА	i _{уд} , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10	106,8	213,6	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП1	10	11,7	23,3	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП2	10	4,8	9,6	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	117,9	235,8	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ТП2-НРП3	10	30,2	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП3	10	163,3	326,6	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-400-У1-0,5/10Р
ТП3-НРП4	10	67,2	134,3	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ТП3-НРП5	10	3,5	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ТП3-НРП6	10	11,8	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП4	10	166,2	332,5	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-400-У1-0,5/10Р
ТП4-НРП7	10	67,8	135,6	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП5	10	132,7	265,4	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ТП5-НРП8	10	51,2	102,4	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	109,4	218,8	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ГПП-СД1	10	184,0	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-200-У1-0,5/10Р
ГПП-СД2	10	184,0	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-200-У1-0,5/10Р
ГПП-СД3	10	184,0	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-200-У1-0,5/10Р
ГПП-СД4	10	184,0	-	14	38,5	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ТЛ-10-I-200-У1-0,5/10Р

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ «Классика» серии D-12P устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛ-10. 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.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные [3] 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 параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1-400-У3-0,5/10Р
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ \text{ ГПП}} = 1163,94 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 38,5 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 80 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$	$B_{К} = 37,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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 таблице 7.5.

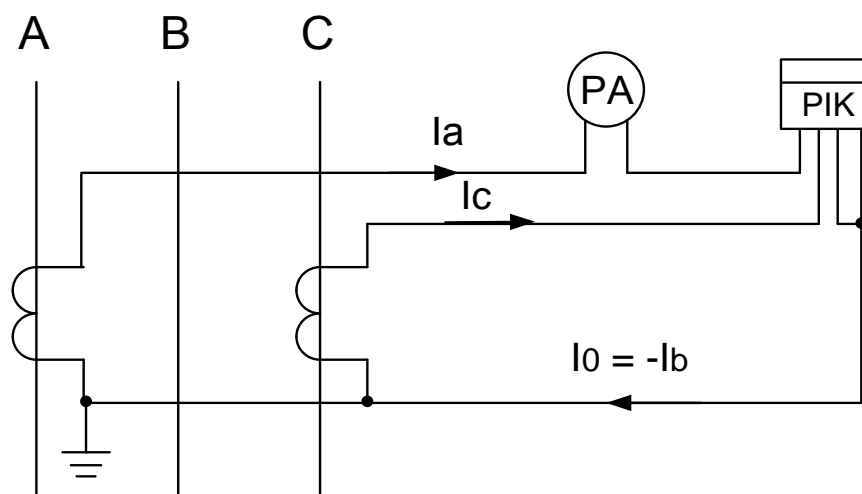


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам (таблица 7.5), пользуясь схемой включения (рисунок 7.1) и каталожными данными приборов (таблица П4.7 [9]), для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 7.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335		0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-3а	1	1,5	-	1,5
	СЭТ-3р		1,5		1,5
Итого:			4	-	4

По данным таблицы 7.5 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{\text{ПРИБ}}=4$ ВА.

Сопротивление приборов

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены два прибора, поэтому сопротивление контактов принимается $r_{\text{К}}=0,05$ Ом.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 согласно [3] $z_{2\text{НОМ}}=0,4$ Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}.$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,4 - 0,16 - 0,05 = 0,19 \text{ Ом.}$$

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

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

Согласно [10], 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, то

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

Сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}}. \quad (7.2)$$

По формуле 7.2:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,19} = 1,29 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 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 $u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}}$,
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

При напряжении 35 кВ в ячейках типа КУ-10М к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3. 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:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{НОМ}},$$

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

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

Составляем таблицу включения приборов (таблица 7.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

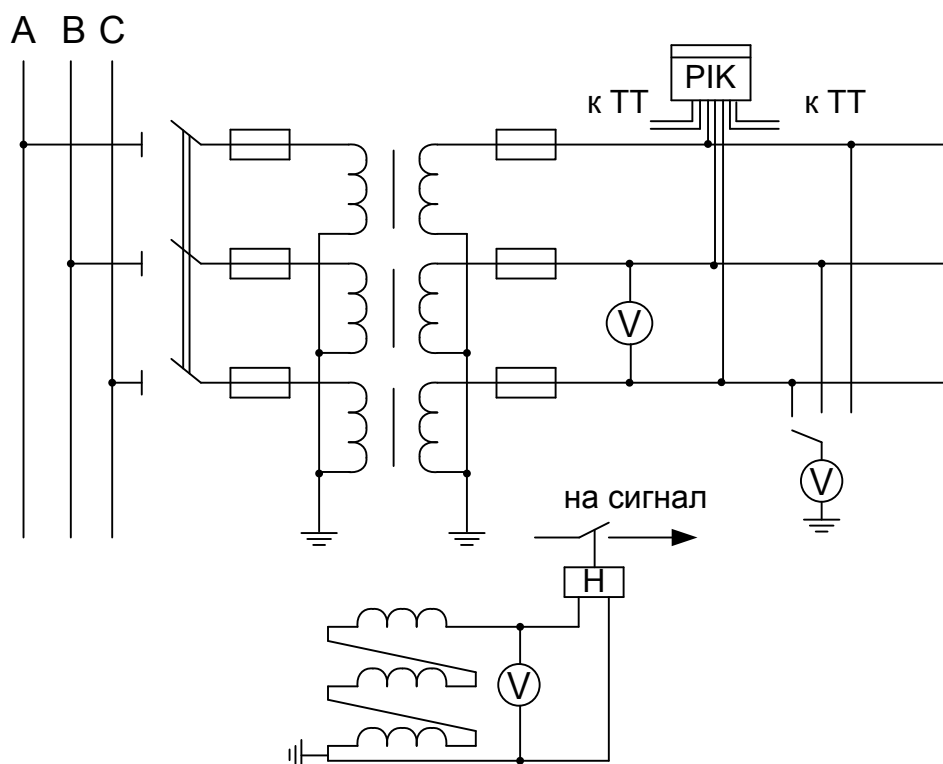


Рисунок 7.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число прибо- ров	Число обмо- ток	S одной об- мотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потреб- ляемая мощ- ность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (сборные ши- ны)	ЭВ0702	2	1	2,0	1,00	0	4,00	-	
Счетчик ак- тивной и ре- активной энергии	Ввод 10 кВ от транс- форматора	И681	1	2	3,0	0,38	0,925	2,28	5,55
Счетчик ак- тивной и ре- активной энергии	Линии 10 кВ	И681	10	2	3,0	0,38	0,925	20,52	49,95
Итого:								49,60	111,00

Мощность, потребляемая приборами:

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

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{49,6^2 + 111^2} = 121,58 \text{ ВА}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [3], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}}=75 \text{ ВА}$. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$.

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 35 кВ) с алюминиевыми жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 /5/ и втычной разъединитель.

7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам. В главе 5 было принято решение о целесообразности питания всех ТП по радиальной схеме электроснабжения.

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 7.11.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_K , кА	$t_{рз}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_A , с	$B_K, кА^2 \cdot с$	C	$F_{Т.С.}$, мм ²
ГПП-ТП	14	0,6	0,06	0,14	156,8	100	125,2
ГПП-СД	14	0,01	0,06	0,14	41,16	100	64,16

В таблице 7.11 обозначено:

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

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

T_A – время протекания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,

$\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$, [9, табл.2.72];

B_K – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (4.25):

$$B_K = 14^2 \cdot (0,66 + 0,14) = 156,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{ОТК} = t_{рз} + t_{о.в.} = 0,6 + 0,06 = 0,66 \text{ с}.$$

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{Т.С.} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (7.3)$$

По формуле 7.3:

$$F_{Т.С.} = \frac{\sqrt{156,8 \cdot 10^6}}{100} = 125,2 \text{ мм}^2.$$

В таблице 7.12 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	95	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-ТП2	95	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-ТП3	120	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-ТП4	120	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-ТП5	95	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-ТП6	95	120	ААШВУ (3х120)
ГПП-СД1	150	70	ААШВУ (3х70)
ГПП-СД2	150	70	ААШВУ (3х70)
ГПП-СД3	150	70	ААШВУ (3х70)
ГПП-СД4	150	70	ААШВУ(3х70)

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:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}} = 0,005 \cdot S_{\text{ТР}}; \quad (7.4)$$

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

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

Тогда по формуле 7.4:

$$S_{ТЧН} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, согласно [3] выбираем трансформатор типа ТМГ-100/10.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

$$I_{НОМ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-8-31,5 УЗ.

7.8 Выбор цеховых ТП, НРП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ

Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 2. Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 1600, 1250, 2000, 2500. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН. НРП также реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН.

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП1. По формуле (5.17) ток, протекающий по вводным выключателям данной ТП в утяжеленном режиме:

$$I_{ВВ.УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2511,6 \text{ А.}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{СЕКЦ.} = 0,7 \cdot I_{ВВ.УТЯЖ}. \quad (7.5)$$

Тогда по формуле (7.5):

$$I_{СЕКЦ.} = 0,7 \cdot 2511,6 = 1758,1 \text{ А.}$$

В качестве вводного выключателя ТП1 выбираем автоматический выключатель Masterpact NW32 с номинальным током 3200 А [13]. Из раздела 6 известно, что периодическая составляющая тока КЗ на выводах трансформатора ТП1 $I_{п0}=13,26$ кА, а ударный ток КЗ $i_{уд}=30$ кА. Согласно [13, с.18] номинальный ток отключения автоматических выключателей Masterpact NW32, $I_{cs}=85$ кА, соответственно допустимый сквозной ток КЗ при времени протекания 3 с $I_{cw}=75$ кА; допустимый ток включения $I_{cm}=187$ кА. Исходя из вышесказанного, делаем вы-

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

вод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН трансформатора ТПЗ.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных ТП и НРП произведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Результат выбора вводных и секционных выключателей

Номер ТП, НРП	Место установки автоматического выключателя	I_p , А	$I_{утяж}$, А	Тип выключателя, номинальный ток	Номинальный ток автоматического выключателя, А
1	2	3	4	5	6
ТП1	Вводной	1255,8	2511,6	MasterpactNW25	2500
	Секционный	1758,1	-	MasterpactNW20	2000
ТП2	Вводной	1318	2636	MasterpactNW32	3200
	Секционный	1845,2	-	MasterpactNW20	2000
ТП3	Вводной	1920,1	3840,2	MasterpactNT40	4000
	Секционный	2688,1	-	MasterpactNT32	3200
ТП4	Вводной	1948,9	3897,9	MasterpactNT40	4000
	Секционный	2728,6	-	MasterpactNT32	3200
ТП5	Вводной	1591,5	3183	MasterpactNW32	3200
	Секционный	2228,1	-	MasterpactNW25	2500
ТП6	Вводной	1336,8	2673,6	MasterpactNW32	3200
	Секционный	1871,5	-	MasterpactNW20	2000
НРП1	Вводной	291,6	-	MasterpactNS400	400
НРП2	Вводной	219,1	-	MasterpactNS250	250
НРП3	Вводной	755,2	-	MasterpactNS800	800
НРП4	Вводной	1678,8	-	MasterpactNS1600	1600
НРП5	Вводной	86,8	-	MasterpactNS100	100
НРП6	Вводной	295,4	-	MasterpactNS400	400
НРП7	Вводной	1694,7	-	MasterpactNS1600	1600
НРП8	Вводной	1280,3	-	MasterpactNS1250	1250

Выводы по разделу 7

В данном разделе был произведен выбор электрооборудование системы электроснабжения предприятия. Произведена проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость. Также были выбраны вводные и секционные автоматические выключатели РУНН КТП и вводные аппараты НРП.

8 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

8.1 Влияние синхронных двигателей на на показатели качества электрической энергии

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

- для линии

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,05 \cdot 0,21 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,095$$

где X_0 - удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$U_б$ - базисное напряжение, кВ;

- для двигателей, участвующих в пуске

$$X_д = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п} \cdot U_б^2}, \quad (8.1)$$

где $S_{п}$ - расчетная пусковая мощность СД, МВА

$$S_{п} = \frac{P_{ном} \cdot K_{п}}{\cos\phi \cdot \eta}, \quad (8.2)$$

где $P_{ном}$ - номинальная мощность ЭД;

$K_{п}$ - кратность пускового тока;

$\cos\phi$, η - номинальные параметры ЭД;

По формулам 8.1 и 8.2:

$$S_{п} = \frac{3150 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,85} = 30,52 \text{ МВА}$$

$$X_д = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{30,52 \cdot 10,5^2} = 32,77$$

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

$$S_{п.н.} = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2},$$

где P_n - активная нагрузка других ЭП;

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Q_H - реактивная нагрузка других ЭП;

$$S_{п.н.} = \sqrt{11548^2 + 9361^2} = 14865,55 \text{ кВА}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна

$$S_{п.э.} = \sqrt{(\sum P_H)^2 + (\sum S_H + \sum Q_H)^2}.$$

$$S_{п.э.} = \sqrt{11548^2 + (9361 + 12600)^2} = 24,81 \text{ МВА}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением

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

$$X_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{24,81 \cdot 10,5^2} = 40,31.$$

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

$$U_\delta = U_C \frac{X_{п.э.}}{X_C + X_{п.э.}}, \quad (8.3)$$

где U_C - напряжение питающей сети, кВ;

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

По формуле 8.3:

$$U_\delta = 10,5 \cdot \frac{40,31}{0,215 + 40,31} = 10,4 \geq 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ}$$

При пуске синхронных двигателей «просадка» напряжения должна быть не более 20% от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется.

Выводы по разделу 8

Так как имеются синхронные двигатели, было рассмотрено влияние синхронных двигателей на качество электроэнергии. В ходе расчетов было определено, что "просадка" напряжения при пуске двигателей не превышает допустимого значения, а именно 20% от номинального напряжения.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

9 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 две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию.

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

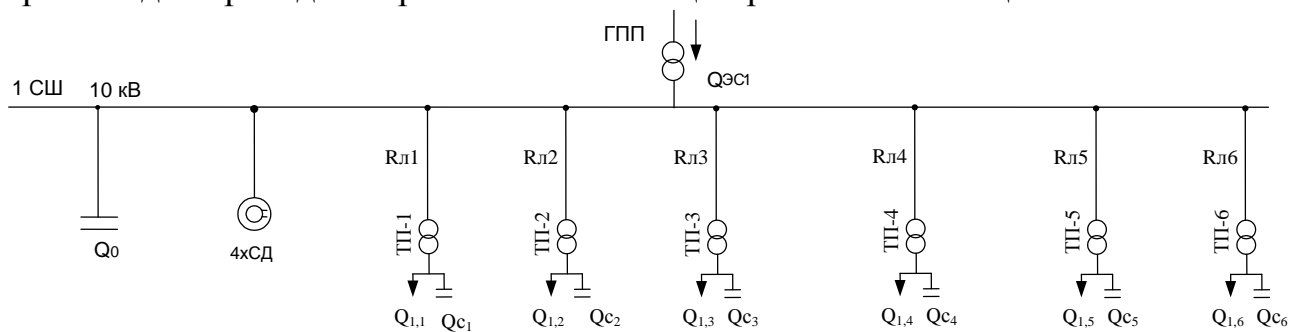


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

В таблице 9.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	S_{HTi} , кВА	Q_{i1} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	R_{Li} , Ом
ТП1	1250	1373,49	88,13	0,69	0,038
ТП2	1250	1529,29	94,04	0,69	0,011
ТП3	1600	1691,58	164,72	0,59	0,072
ТП4	1600	1945,75	168,75	0,59	0,051
ТП5	1600	1858,81	123,19	0,59	0,042
ТП6	1250	1600	95,88	0,69	0,083
ИТОГО		9998,92	734,70		

В таблице обозначено:

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

Q_{i1} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i -й ТП и потери реактивной мощности в них;

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

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

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

$$R_{\text{Тр}i} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{нТ}i}^2}, \quad (9.1)$$

Например для ТП-1, подставляя в (9.1):

$$R_{\text{Тр}1} = \frac{10,8 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1250^2} = 0,69 \text{ Ом}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{\text{л}i} = r_{0\text{л}i} \cdot l_i,$$

где $r_{0\text{л}i}$ – удельное сопротивление i -й линии, Ом/км, [5];

l_i – длина i -й линии, км.

Например, $R_{\text{л}1} = 0,12 \cdot 0,33 = 0,037 \text{ Ом}$.

Также в составе электроприемников СШ1 имеется 4 синхронных двигателя с активной мощностью $P_{\text{сд}}=3150$ кВт. Данные двигателей приведены в таблице 9.2 [17, прил. 1]:

Таблица 9.2 – Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{сд},i}$, кВт	$Q_{\text{сд},i}$, квар	N_i , шт	n_i , об/мин	$D1_i$, кВт	$D2_i$, кВт
СД 1	СДН	10	3150	1615	4	750	10,1	10,5

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{сд},m_i} = \alpha_{m_i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{сд},i}^2 + Q_{\text{сд},i}^2}, \quad (9.2)$$

где α_{m_i} – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{\text{сд}i}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{н}i}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{\text{сд}}=0,9$, по [17, прил. 2] $\alpha_m=0,86$, тогда (9.2):

$$Q_{\text{сд},m1} = 0,86 \cdot 4 \cdot \sqrt{3150^2 + 1615^2} = 12177,2 \text{ квар}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности $C_0 = 2,6$ руб/кВт·ч.

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

Затраты на генерацию реактивной мощности:

– для низковольтных БК (0,4кВ)

$$Z_{1Г.КНi} = E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН} \cdot \tau; \quad (9.3)$$

где E – нормативный коэффициент отчислений. Согласно [19, табл.10] для силового оборудования напряжением до 20 кВ: $E=0,223$;

$K_{БКН}$ – удельная стоимость батарей конденсаторов.

τ – время использования максимальных потерь, ч;

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери в конденсаторах.

Для низковольтных БК $\Delta P_{БК} = 4 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$; $K_{БКН} = 500 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$;

для высоковольтных – $\Delta P_{БК} = 2 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$; $K_{БКВ} = 300 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$; [19, 2.1.3].

Согласно [17, прил. 4] $K_m=0,79$, $\tau=4900$ ч.

По формуле (9.3) для низковольтных БК:

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 500 + 2,6 \cdot 4 \cdot 4900 = 162,46 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$$

- для высоковольтных БК (10 кВ)

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

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 300 + 2,6 \cdot 2 \cdot 4900 = 92,38 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{СД,ном}} \cdot \tau \quad (9.4)$$

$$Z_{2Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_2}{N_i \cdot Q_{СД,ном}^2} \cdot \tau \quad (9.5)$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

По формулам (9.4) и (9.5)

$$Z_{1г.сд} = 2,6 \cdot \frac{10,1}{1,615} \cdot 4900 = 79,67 \text{ тыс.руб/Мвар.}$$

$$Z_{2г.сд} = 2,6 \cdot \frac{10,5}{4 \cdot 1,615^2} \cdot 4900 = 12,82 \text{ тыс.руб / Мвар}^2,$$

где E – коэффициент отчислений, 1/год

$K_{БКВ}, K_{БКН}$ – удельные мощности батарей конденсаторов, руб/Мвар

$\Delta P_{БКВ}, \Delta P_{БКН}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторах комплектных компенсирующих устройств, кВт/Мвар.

Выдаваемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд1} = \frac{Z_{10} - Z_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}}, \quad (9.6)$$

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

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N} + \frac{Z_{2г.сд}}{a \cdot C_0}.$$

$$R_{э.сд} = \frac{0,017}{4} + \frac{12,82}{10 \cdot 2,6} = 0,497 \text{ Ом}$$

Тогда по формуле (9.6) получаем:

$$Q_{сд1} = \frac{92,38 - 12,82}{2 \cdot 10 \cdot 2,6 \cdot 0,497} = 3,1 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Результаты расчетов

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд.ми}$, квар	$Z_{1г.сд1}$, руб/Мвар	$Z_{2г.сд1}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сд1}$, Ом	$Q_{сд1}$, квар
СД 3150	12177,2	79670	12820	0,497	3100

Если при расчётах мощность СД получилась меньше нуля, то в случае нецелесообразности режима работы СД с отстающим $\cos\phi$ (недовозбуждением), генерируемая ими реактивная мощность приравнивается к нулю. Указанные источники исключаются из расчётов, и в дальнейшем учитываются как обыкновенные высоковольтные электроприёмники.

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2),

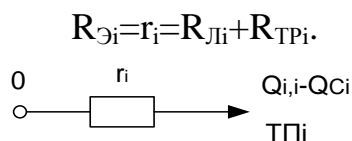


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Например для ТП-1, эквивалентное сопротивление:

$$R_{Э12} = 0,69 + 0,038 = 0,7287 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице 9.4.

1) Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. [28, 4]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП1 по формуле [28, ф.4.1]:

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}}$$

где

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0}.$$

$$z = \frac{92,38 - 162,46}{2 \cdot 10 \cdot 2,6} = -1,348 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

Тогда, например, для ТП1

$$Q_{C1} = 97 + 7,6 - \frac{1,348 \cdot 10^3}{11,91} = -8,58 \text{ квар.}$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 9.4.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9.4

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{сi} , квар		Q _{кi} , квар	Q _{кi} +Q _{сi} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сi} , квар
		расчетное	принятое				
ТП1	0,728	-390,02	0,00	0,00	0,00	-	0
ТП2	0,701	-299,63	0,00	0,00	0,00	-	0
ТП3	0,662	-179,95	0,00	148,62	148,62	УКМ58-0,4-150-25 У3	150
ТП4	0,641	11,54	11,54	181,57	193,11	УКМ58-0,4-200-25 У3	200
ТП5	0,632	-150,91	0,00	0,00	0,00	-	0
ТП6	0,773	-47,95	0,00	0,00	0,00	-	0
Итого			11,54	330,19	341,73		350

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на 1СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \frac{Q_{р.п}}{2} - \left(\sum_1^n Q_{сi} + \frac{Q_{эсi}}{2} + Q_{сд} \right), \quad (9.7)$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП, квар;

$Q_{р.п}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [5, 3.3.6]:

$$Q_{р.п} = K_{о.м} \left[\sum Q_{1,i} + \sum Q_{р.ВВ} + \Delta Q_{т\sigma} + \Delta Q_T^{ГПП} \right]. \quad (9.8)$$

По формуле (9.8):

$$Q_{р.п} = 0,85 \cdot [9998,92 + (-3904,39) + 734,7 + 1577,58] = 8406,81 \text{ квар.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эсi} = \alpha_1 \cdot P_{рп} \quad (9.9)$$

$$Q''_{эсi} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{н.р}} \cdot \sum Q_{сд,м} \quad (9.10)$$

где $\alpha_1=0,31$ – расчетный коэффициент [28, прил. 5];

$K_{н.р}=0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности [28, прил. 6];

Тогда, согласно (9.9) и (9.10):

$$Q'_{эсi} = 0,31 \cdot \frac{17793,91}{2} = 2758,1 \text{ квар,}$$

$$Q''_{эсi} = 8406,81 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 6088,8 = 3392,67 \text{ квар.}$$

Таким образом, реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП:

$$Q_{\text{ЭС1}} = Q'_{\text{ЭС1}} = 2758,1 \text{ квар}$$

$Q_{\text{СД1}}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронным двигателем;

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{Э}}$, задаваемого предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{ПП}}};$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{2758,1}{\frac{17793,91}{2}} = 0,31.$$

После подстановки всех значений в выражение (9.7), получим:

$$Q_0 = \frac{8406,81}{2} - (350 + 2758,1) = 1095,3 \text{ квар.}$$

Выбираем УКЛ56-10,5-900 У3 и УКЛ56-10,5-200 У3

Баланс реактивной мощности на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г}}$ и потребленных $Q_{\text{Р}}$ реактивных мощностей:

$$Q_{\text{Рi}} = \frac{Q_{\text{Р.п.}}}{2},$$

$$Q_{\text{Р1}} = \frac{8406,81}{2} = 4203,41 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{Гi}} = \sum_1^n Q_{\text{Сi}} + Q_{\text{СД}\Sigma} + Q_{\text{БК}} + Q_{\text{ЭС1}},$$

$$Q_{\text{Г1}} = 350 + 1100 + 2758,1 = 4208,1 \text{ квар.}$$

Проверка баланса является проверкой правильности расчетов. В данном случае она составляет 0,1%.

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности, поступающей от энергосистемы):

$$\text{tg}\varphi_{\text{Р}} = \frac{Q_{\text{Р1}} + \sum_1^6 Q_{\text{Ки}} - (\sum_1^6 Q_{\text{СТ.Н.и}} + Q_0 + Q_{\text{СД}\Sigma})}{P_{\text{Р.п.}}};$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{Р}} = \frac{4203,41 + 330,19 - (350 + 1095,3)}{\frac{17793,91}{2}} = 0,33.$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 10-15% потребляемой предприятием реактивной мощности:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum(Q_{\text{сд.ми}} - Q_{\text{сди}})}{Q_{\text{pi}}} \cdot 100\%$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{2054,1}{4203,41} \cdot 100\% = 45\%.$$

Выводы по разделу 9

По расчетным мощностям конденсаторных батарей были выбраны из справочника батареи со стандартной мощностью. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых Q_G и потребленных Q_P реактивных мощностей. Получили погрешность 0,1%, следовательно расчет произведен верно.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ НА АВТОМАТИЧЕСКОМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕ ЛИНИИ ПИТАЮЩЕЙ РПН (QF4), СЕКЦИОННОМ (QF3) И ВВОДНОМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕ (QF1)

10.1 Организация защиты (рисунок 10.1)

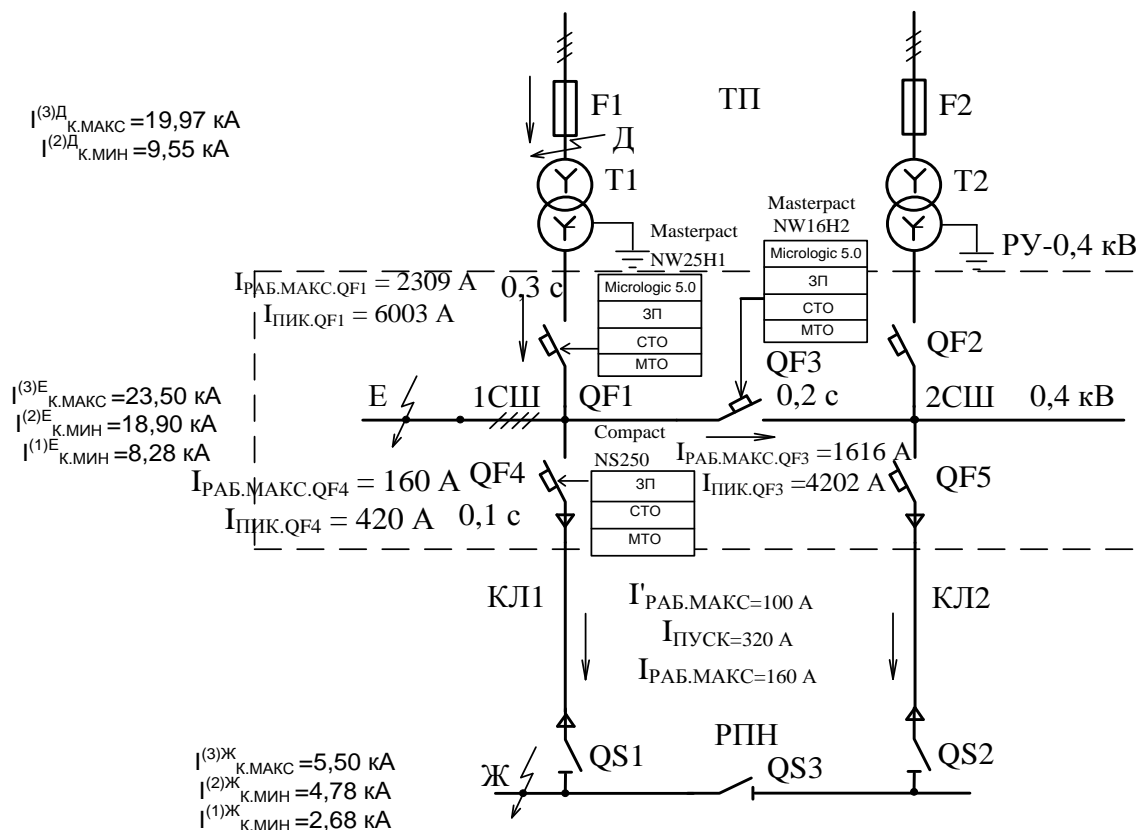


Рисунок 10.1 - Организация защиты

10.2 Выбор выключателя QF4.

Рабочий максимальный ток линии Л1, питающей РПН, составляет $I_{РАБ.МАКС.Л1} = 160$ А. (рисунок 10.1). Номинальный ток автоматического выключателя, установленного в начале Л1, выбирается равным или больше этого тока

$$I_{QF4.N} \geq I_{РАБ.МАКС.Л1} = 160 \text{ А}$$

По каталогу [3, с. 20–21] выбираем выключатель Compact NS250 и электронный расцепитель STR23SE [3, с. 25] на рисунке (10.1)(10.2), предназначенный для защиты электрических сетей.

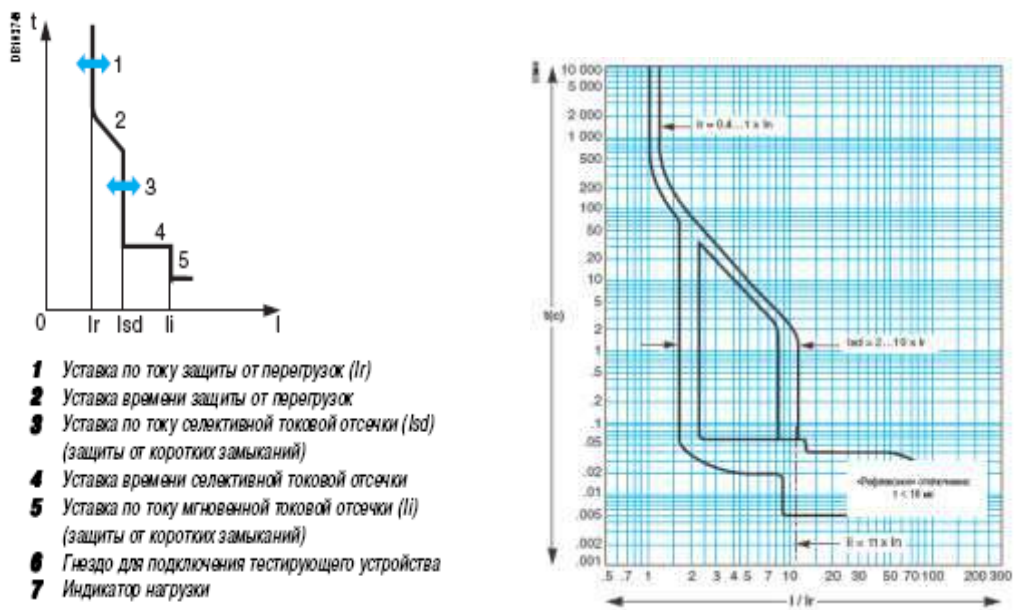


Рисунок 10.1 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя STR23SE

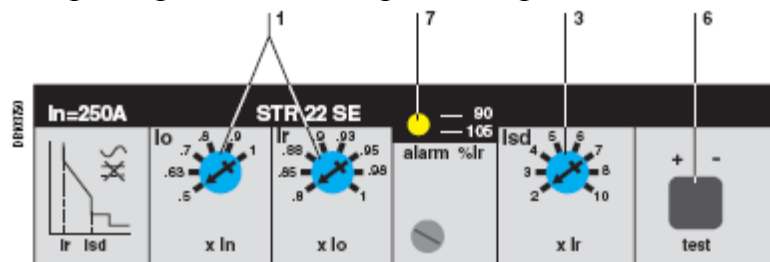


Рисунок 10.2 – Передняя панель электронного расцепителя STR23SE

Основные параметры выключателя Compact NS250N: номинальный ток $I_{QF4.N} = I_n = 250$ А; номинальная предельная отключающая способность при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 36$ кА (действующее значение).

10.2.1 Защита от перегрузки

10.2.1.1 Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока защищаемой кабельной линии

$$I_r \geq I_{РАБ.МАКС.Л1} = 160 \text{ А}$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{QF4.N} = I_n = 250$ А. Выключатель позволяет делать меньшие уставки тока защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$, регулируются с помощью двух переключателей I_o и I_r на передней панели расцепи-

теля и имеют 48 ступеней регулирования (произведение $I_o \cdot I_r$). Для определения положений переключателей рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{160}{250} = 0,64 \leq I_o \cdot I_r$$

т.е. произведение положений переключателей 1 должно быть больше соотношения $I_r / I_n = 0,64$. После перебора положений переключателей выбираем сочетание

$$I_o \cdot I_r = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64 \geq 0,64.$$

Этому соответствуют четвертое положение переключателя $I_o = 0,64$ и первое положение переключателя $I_r = 0,8$. Таким образом, уставка по току защиты от перегрузки выключателя QF4 будет равна

$$I_{r.QF4} = 0,64 \cdot 250 = 160 \text{ А.}$$

10.2.1.2 Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 160 = 168 \text{ А}; \quad I_d = 1,30 \cdot I_r = 1,30 \cdot 160 = 208 \text{ А.}$$

10.1.3 Выбранный расцепитель STR22SE согласно каталогу имеет время срабатывания защиты от перегрузки [3, с. 25]:

$$- 90-180 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 160 = 240 \text{ А};$$

$$- 5-7,5 \text{ с при токе } 6 \cdot I_r = 6 \cdot 160 = 960 \text{ А};$$

$$- 3,2-5,0 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 160 = 1152 \text{ А.}$$

Эти точки мы используем при построении время-токовых характеристик защиты от перегрузки выключателя QF4.

10.1.4 Уставка времени защиты от перегрузки $t_{r.QF4} = 7 \text{ с}$ для расцепителя данного выключателя задаётся при токе $6 \cdot I_r = 960 \text{ А}$.

10.1.5 Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.ЗП}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{Ж}}}{I_{nd}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{1,05 \cdot I_{r.QF4}}$$

$$K_{ч.ЗП}^{\text{Ж}} = \frac{2680}{1,05 \cdot 160} = 16 \geq K_{ч.ДОП} = 3$$

Таким образом, защита от перегрузки выключателя QF4 чувствительна к минимальным КЗ.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

10.2.2 Селективная токовая отсечка

10.2.2.1 Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока нагрузки РПН $I_{\text{ПИК.Л1}} = 420$ А. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой тока $I_{r.QF4}$ в пределах $I_{sd} = (2-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{ПИК.Л1}}$ к уставке тока $I_{r.QF4}$

$$\frac{I_{\text{ПИК.Л1}}}{I_{r.QF4}} = \frac{420}{160} = 2,6 \leq \frac{I_{sd.QF4}}{I_{r.QF4}}.$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF4} = 3 \cdot I_r = 3 \cdot 160 = 480$ А.

10.2.2.3 Точность срабатывания селективной токовой отсечки расцепителя STR22SE составляет $\pm 15\%$ [3, с. 25] и находится в пределах $(0,85-1,15)I_{sd}$.

Определим границы зоны разброса срабатывания

$$0,85 \cdot 480 = 408 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,15 \cdot 480 = 552 \text{ А}.$$

10.2.2.4 Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением составляет ≤ 40 мс. Полное время отключения составляет ≤ 60 мс.

10.2.3 Мгновенная токовая отсечка

10.2.3.1 Уставка тока $I_{i.QF4}$ имеет постоянное для расцепителя значение и связана с номинальным током выключателя

$$I_{i.QF4} = 11 \cdot I_n = 11 \cdot 160 = 1760 \text{ А}$$

10.2.3.2 Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки расцепителя STR22SE составляет $\pm 20\%$ [3, с. 25]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,8 \cdot 1760 = 1408 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,20 \cdot 1760 = 2112 \text{ А}.$$

10.2.3.3 Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF4 к минимальному току КЗ в месте его установки

$$K_{\text{ч.МО}}^E = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)E}}{I_{i.QF4}}$$

$$K_{\text{ч.МО}}^E = \frac{8280}{1760} = 4,7 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 2$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна и отсечка обеспечит защиту выключателя QF4 от максимальных токов КЗ.

10.2.3.4 Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 36$ кА, что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{К.МАКС}^{(3)E} = 23,50$ кА.

10.3 Исходные данные для выбора автоматических выключателей QF1 и QF3.

10.3.1 Номинальный ток трансформатора мощностью $S_{Т.Н} = 1000$ кВА на стороне НН равен

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_c},$$
$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1443 \text{ А}$$

10.3.2 Рабочий максимальный ток вводного автоматического выключателя QF1 составит

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = K_{3.П} \cdot I_{Т.Н}^{НН},$$
$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = 1,6 \cdot 1443 = 2309 \text{ А}.$$

10.3.4.3 Пиковый ток

$$K_{СЗП} = \frac{I_{ПИК}}{I_{РАБ.МАКС}} = \frac{I_{РАБ.МАКС} + I_{ПУСК}}{I_{РАБ.МАКС}}$$
$$K_{СЗП} = \frac{100 + 320}{160} = 2,6$$

Пиковый ток вводного автоматического выключателя QF1 при коэффициенте самозапуска $K_{СЗП} = 2,6$ равен

$$I_{ПИК.QF1} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1},$$
$$I_{ПИК.QF1} = 2,6 \cdot 2309 = 6003 \text{ А}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

10.3.4 Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3 составит

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1},$$

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot 2309 = 1616 \text{ А}$$

10.3.5 Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3 равен

$$I_{ПИК.QF3} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF3},$$

$$I_{ПИК.QF3} = 2,6 \cdot 1616 = 4202 \text{ А.}$$

10.4 Выбор секционного выключателя QF3

Номинальный ток секционного автоматического выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающему по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF3.N} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 1616 \text{ А}$$

По каталогу [4, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW16H2 с номинальным током $I_n = 1600 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 50 \text{ кА}$. Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [4, с. 22–25] (рисунок 10.3,10.4).

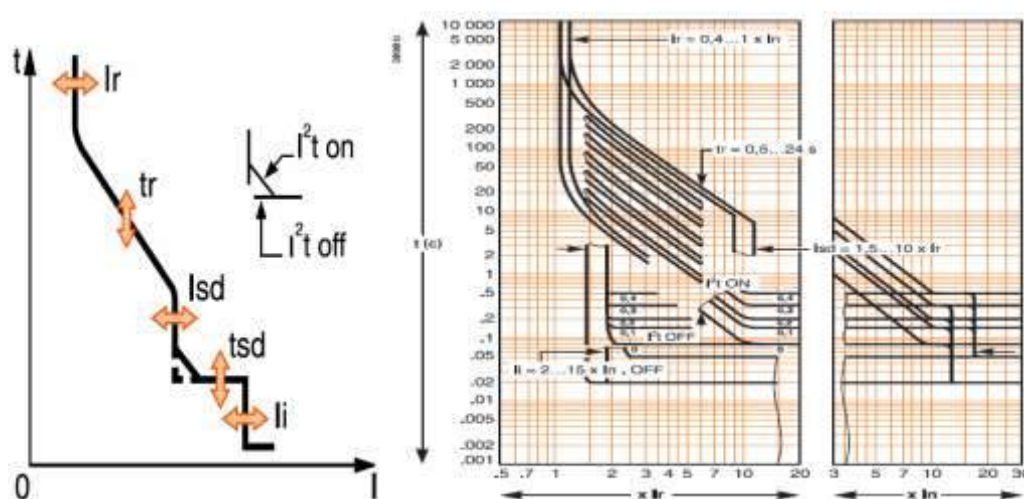


Рисунок 10.3 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

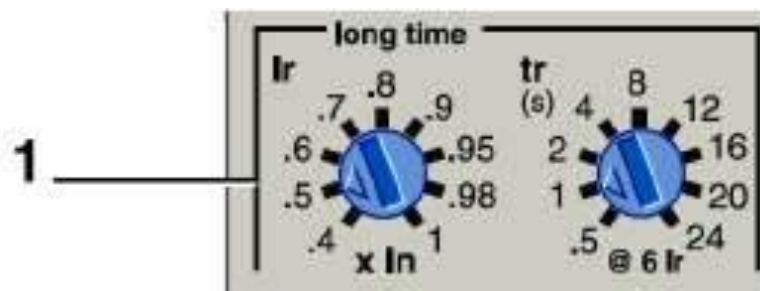


Рисунок 10.4 – Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 – задание уставок защиты от перегрузки

10.4.1 Защита от перегрузки

10.4.1.1 Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{r,QF3} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 1616 \text{ А}$$

Полученное значение уставки по току I_r незначительно больше номинального тока выключателя $I_{QF3.N} = I_n = 1600 \text{ А}$.

10.4.1.2 Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [4, с.25] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 1600 = 1680 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 1600 = 1920 \text{ А}.$$

10.4.1.3 Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{nd,QF3} = 1680 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{d,QF4} = 208 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

10.4.1.4 Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF3 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящих плавкого предохранителя F1 и автоматического выключателя QF4. Учитывая изложенное, примем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $t_{r,QF3} = 4 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r,QF3} = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А}$. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r .

10.4.1.5 Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r,QF3} = 4 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [4, с. 25]:

- 70–100 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 1600 = 2400 \text{ А}$;
- 3,2–4,0 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А}$;
- 2,16–2,7 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 1600 = 11520 \text{ А}$.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF3.

10.4.1.6 Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{\text{ч.ЗП}}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{Ж}}}{I_{\text{нд}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{1,05 \cdot I_{\text{r.QF3}}},$$

$$K_{\text{ч.ЗП}}^{\text{Ж}} = \frac{2680}{1,05 \cdot 1600} = 1,6 \leq K_{\text{ч.ДОП}} = 3$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удалённым КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение

$$I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}} \geq K_{\text{ч.ДОП}} \cdot I_{\text{нд}} = 3 \cdot 1,05 \cdot 1600 = 5040 \text{ А}$$

10.4.2 Селективная токовая отсечка

10.4.2.1 Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{\text{ПИК.QF3}} = 4202 \text{ А}$, который протекает по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_{r} защиты от перегрузки и регулируется переключателем в пределах $I_{\text{sd}} = (1,5-10) \cdot I_{\text{r}}$ на рисунке (10.5). Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{ПИК.QF3}}$ к уставке тока $I_{\text{r.QF3}}$

$$\frac{I_{\text{ПИК.QF3}}}{I_{\text{r.QF3}}} = \frac{4202}{1600} = 2,6 \leq \frac{I_{\text{sd.QF3}}}{I_{\text{r.QF3}}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{\text{sd.QF3}} = 3 \cdot I_{\text{r.QF3}} = 3 \cdot 1600 = 4800 \text{ А}$. Этому соответствует 5-е положение переключателя уставок 3.



Рисунок 10.5 – Переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

10.4.2.2 Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF4. Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения

$$I_{sd.QF3} / I_{sd.QF4} = 4800 / 480 = 10 > K_{н.согл} = 1,3-1,5$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 примем $I_{sd.QF3} = 4800$ А.

10.4.2.3 Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1)I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 4800 = 4320 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 4800 = 5280 \text{ А.}$$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF3} = 4320$ А больше максимального значения $I_{sd.QF4} = 575$ А, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

10.4.2.4 Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.со}^{\mathcal{K}} = \frac{I_{к.мин}^{\mathcal{K}}}{I_{sd.QF3}} = \frac{I_{к.мин}^{(1)\mathcal{K}}}{I_{sd.QF3}},$$

$$K_{ч.со}^{\mathcal{K}} = \frac{2680}{4800} = 0,6 \leq K_{ч.доп} = 1,5$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF3 к удалённым токам КЗ.

10.4.2.5 Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящих выключателя QF4 и плавкой вставки предохранителя F1. Согласование защитных ВТХ выключателя QF3 и предохранителя F1 можно проверить только при построении характеристик. Поэтому пока проведем согласование уставок по времени выключателей QF3 и QF4. Постоянная минимальная выдержка времени расцепителя STR22SE перед отключением составляет $t_{sd.QF4} \leq 40$ мс. Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t,$$

$$t_{sd.QF3} = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Ближайшее большее значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 составляет $t_{sd,QF3} = 0,2$ с.

10.4.2.6 Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd,QF3} = 0,14-0,2$ с [4, с. 25].

10.4.3 Мгновенная токовая отсечка

10.4.3.1 Уставку тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$. Примем 6-и кратную уставку (4-е положение переключателя)

$$I_i = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А.}$$

10.4.3.2 Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 9600 = 8640 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 9600 = 10560 \text{ А.}$$

10.4.3.3 Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{i,QF3} = 8640$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{i,QF4} = 1760$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

10.4.3.4 Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

10.4.3.5 Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF3

$$K_{ч.МО}^E = \frac{8280}{9600} = 0,9 \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

10.4.4 Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 50$ кА, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{К.ПРЕД}^{(3)НН} = 27$ кА.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

10.5 Выбор вводного выключателя QF1

Номинальный ток вводного автоматического выключателя QF1 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF1.N} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 2309 \text{ А} .$$

По каталогу [4, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW25H1 с номинальным током $I_n = 2500 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65 \text{ кА}$ (действующий).

Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [4, с. 22–25].

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик блока Micrologic 5.0 вводного выключателя QF1 – все каталожные параметры защит приведены в [4, с. 22–25].

10.5.1 Защита от перегрузки

10.5.1.1 Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{r.QF1} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 2309 \text{ А} .$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.N} = I_n = 2500 \text{ А}$. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$ и регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели .

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{2309}{2500} = 0,92 \leq I_{r.QF1}$$

Выбираем относительное значение уставки тока, равное $I_r/I_n = 0,95$ – этому соответствует 7-е положение переключателя 1. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF1} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ А} .$$

10.5.1.2 Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [4, с.25] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 2375 = 2494 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 2375 = 2850 \text{ А} .$$

10.7.1.3 Проверка селективности защит от перегруза автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{nd.QF1} = 2494 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF3} = 1920 \text{ А}$ защиты

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

от перегруза выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

10.5.1.4 Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3. Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r,QF1} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r,QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250$ А. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r .

10.5.1.5 Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r,QF1} = 4$ с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [4, с. 25]:

- 70–100 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 2375 = 3563$ А;
- 3,2–4,0 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 2375 = 14250$ А;
- 2,16–2,7 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 2375 = 17100$ А.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF3.

10.5.1.6 Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.ЗП}^{Ж} = \frac{I_{К.МИН}^{Ж}}{I_{nd}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{1,05 \cdot I_{r,QF1}},$$

$$K_{ч.ЗП}^{Ж} = \frac{2680}{1,05 \cdot 2375} = 1,1 \leq K_{ч.ДОП} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузки к удалённым КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение

$$I_{К.МИН}^{(1)Ж} \geq K_{ч.ДОП} \cdot I_{nd}$$

$$I_{К.МИН}^{(1)Ж} = 3 \cdot 1,05 \cdot 2375 = 7481 \text{ А}$$

10.5.2 Селективная токовая отсечка

10.5.2.1 Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{пик,QF1} = 6003$ А, который протекает по вводному выключателю QF1. Уставка по току I_{sd} связана с уставкой тока I_r защиты от перегрузок и регулируется переключателем 3 в пределах $I_{sd} = (1,5–10) \cdot I_r$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{ПИК.QF1}}$ к уставке по току $I_{\text{r.QF1}}$

$$\frac{I_{\text{ПИК.QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}} = \frac{6003}{2375} = 2,5 \leq \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{\text{sd.QF1}} = 2,5 \cdot I_{\text{r.QF1}} = 2,5 \cdot 2375 = 5938$ А. Этому соответствует 3-е положение переключателя уставок 3.

10.7.2.2 Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$I_{\text{sd.QF1}} / I_{\text{sd.QF3}} = 5938 / 4800 = 1,2 \quad K_{\text{H.COГЛ}} = 1,3-1,5$$

Условие согласования уставок тока двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку тока селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{\text{sd.QF1}} = 5938$ А.

10.5.2.3 Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1)I_{\text{sd}}$. Определим границы $\Delta I_{\text{sd.QF1}}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 5938 = 5344 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 5938 = 6532 \text{ А.}$$

Отметим, что минимальное значение $I_{\text{sd.QF1}} = 5344$ А больше максимального значения $I_{\text{sd.QF3}} = 5280$ А, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

10.5.2.4 Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{\text{ч.CO}}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{Ж}}}{I_{\text{sd.QF1}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{I_{\text{sd.QF1}}},$$

$$K_{\text{ч.CO}}^{\text{Ж}} = \frac{2680}{5938} = 0,5 \leq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,5$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF1 к удалённым токам КЗ.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

10.5.2.5 Выбор уставки времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3. Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Уставка $t_{sd.QF1}$ на расцепителе Micrologic 5.0 А выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого в 3-е положение в зоне «On».

10.5.2.6 Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23-0,32 \text{ с}$ [4, с. 25].

10.5.3 Мгновенная токовая отсечка

10.5.3.1 Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы. Примем 6-ти кратную уставку (4-е положение переключателя)

$$I_{i.QF1} = 6 \cdot 2500 = 15000 \text{ А.}$$

10.5.3.2 Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10 \%$ [4, с. 25]. Тогда границы $\Delta I_{i.QF1}$ зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 15000 = 13500 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 15000 = 16500 \text{ А.}$$

10.5.3.3 Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i.QF1} = 13500 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF3} = 9600 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

10.5.3.4 Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

10.5.4 Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.МО}^E = \frac{8280}{15000} = 0,6 \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

10.5.5 Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 65 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{К.ПРЕД}^{(3)НН} = 27 \text{ кА}$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4, QF3, QF1 сведем в таблицу 10.1

Проведём анализ результатов:

1 На карте селективности (рис.10.6) видно, что защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя автоматического выключателя QF4 защищающие отходящие от ТП линии, расположены ниже защитных время-токовых характеристик электронного расцепителя секционного QF3 и вводного выключателя QF1. Это говорит о том, что обеспечивается селективность между защитами, установленными на разных уровнях системы электроснабжения. В тоже время отметим несколько существенных моментов:

1.1 Защитные ВТХ разных аппаратов, установленных на одном уровне СЭС (например, QF4 и F1, защищающих отходящие от ТП линии), могут пересекаться.

1.2 Защитные ВТХ электронных расцепителей выключателей QF1 и QF3 в области действия защит от перегрузки и селективных токовых отсечек пересечений не имеют. Есть небольшое наложение этих характеристик в области действия мгновенных токовых отсечек. Но в этом случае должен сработать быстрее менее мощный и ближе расположенный к месту КЗ выключатель QF3. Таким образом, обеспечивается селективность между защитами выключателей QF1 и QF3, установленных на разных ступенях СЭС.

2 Защита от перегруза выключателя QF4 имеет достаточную чувствительность ($K_{ч.зп}^ж = 16$) к минимальному току $I_{к.мин}^{(1)ж}$ однофазного КЗ на землю в конце защищаемой линии. Мгновенная токовая отсечка выключателя QF4 имеет достаточную чувствительность к $I_{к.мин}^{(1)E}$ и сможет обеспечить хорошую защиту при КЗ.

3 Защита от перегруза секционного выключателя QF3 не имеет достаточную чувствительность ($K_{ч.зп}^ж = 1,6$) к минимальному току $I_{к.мин}^{(1)ж}$ однофазного КЗ на землю в конце защищаемой линии. Мгновенная токовая отсечка выключателя QF3 имеет не достаточную чувствительность.

4 Защита от перегруза вводного выключателя QF1 имеет достаточную чувствительность ($K_{ч.зп}^ж = 1,1$) к минимальному току $I_{к.мин}^{(1)ж}$ однофазного КЗ на землю в конце защищаемой линии. Мгновенная токовая отсечка выключателя QF1 имеет низкую чувствительность.

5 Выбранные автоматические выключатели QF3 и QF1 имеют предельно отключаемые токи I_{CU} 65 кА и 50 кА, что больше предельного тока трёхфазного КЗ $I_{к.пред}^{(3)нн} = 27$ кА на стороне низшего напряжения ТП, что говорит о достаточной коммутационной способности выключателей.

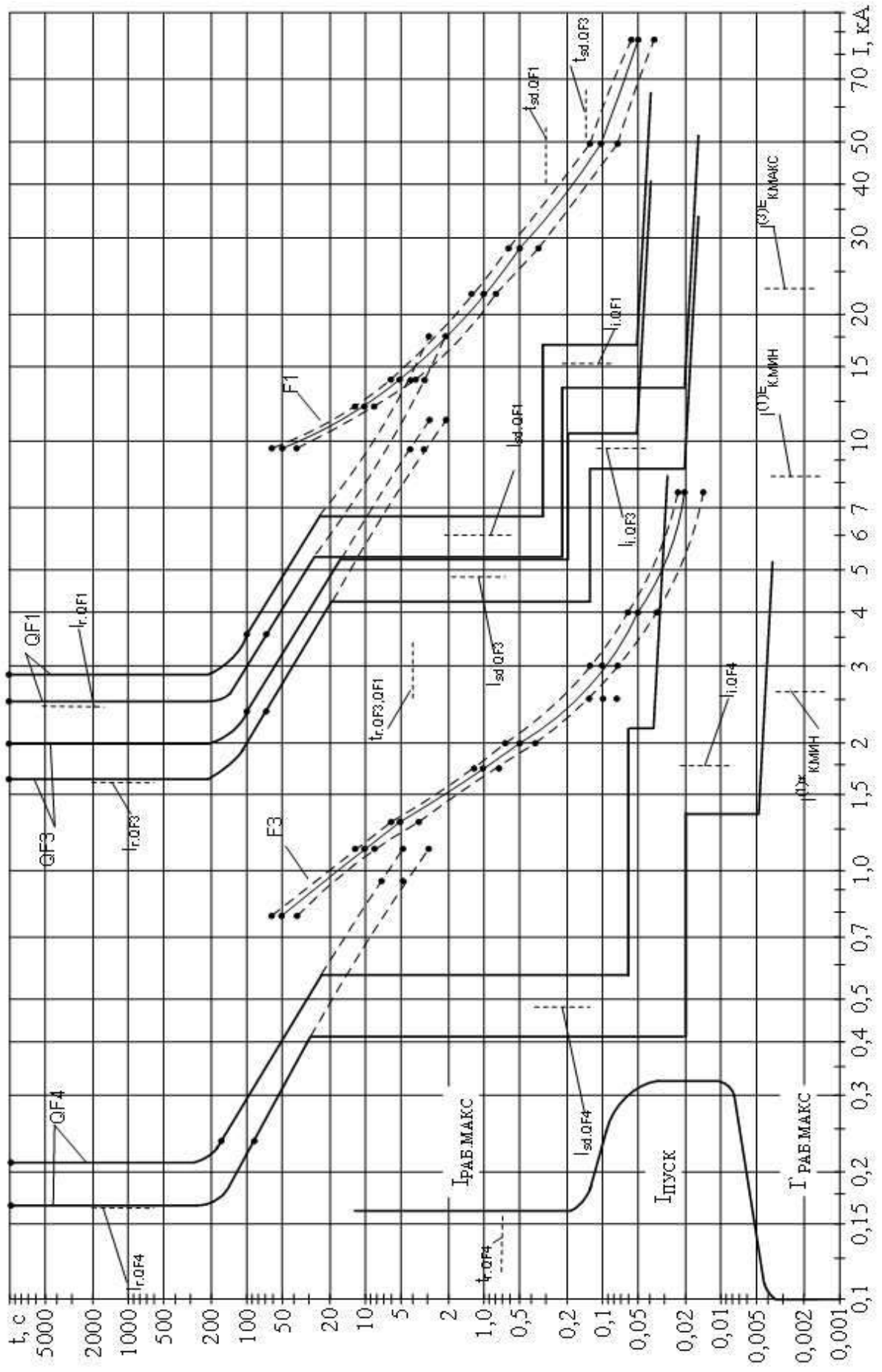
					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

Таблица 10.1 – Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4, QF3, QF1

Место установки защиты	Выключатель тип, расцепитель	I _{РАБ.М} АКС, А	I _н , А	Защита от перегруза					Время срабатывания, с при значениях тока, кА, отнесенного к току I _г			I ^{(1)Ж} _{К.МИН} , кА	K ^Ж _{Ч.ЗП}
				I _г , А	t, с I _{нд} , А/о.е.	t, с I _д , А/о.е.	t _г , с I, кА	70–100	3,2–4	2,16–2,7			
Вводной выключатель	QF1, Masterpact NW25H1, Micrologic 5.0 А	2309	2500	2375	<u>10000</u> <u>2494</u> 1,05	<u>10000</u> <u>2850</u> 1,2	<u>4 с</u> 14,25	<u>70–100</u> <u>3,563</u> 1,5·I _г	<u>3,2–4</u> <u>14,25</u> 6·I _г	<u>2,16–2,7</u> <u>17,100</u> 7,2·I _г	2,68	1,1	
Секционный выключатель	QF3, Masterpact NW16H2, Micrologic 5.0 А	1616	1600	1600	<u>10000</u> <u>1680</u> 1,05	<u>10000</u> <u>1920</u> 1,2	<u>4 с</u> 9,60	<u>70–100</u> <u>2,400</u> 1,5·I _г	<u>3,2–4</u> <u>9,60</u> 6·I _г	<u>2,16–2,7</u> <u>11,520</u> 7,2·I _г	2,68	1,6	
Выключатель отходящих линий	QF4, Compact NS250, STR22SE	160	250	160	<u>10000</u> <u>168</u> 1,05	<u>10000</u> <u>208</u> 1,3	<u>7 с</u> 0,96	<u>90–180</u> <u>0,240</u> 1,5·I _г	<u>5–7,5</u> <u>0,96</u> 6·I _г	<u>3,2–5</u> <u>1,152</u> 7,2·I _г	2,68	16	

Продолжение таблицы 10.1

Выключатель	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка					
	K _{СЗП}	I _{пик} , кА	I _{sd} , кА	ΔI _{sd} , кА	K _{ч.СО}	t _{sd} , с	Δt _{sd} , с	I _г , кА	ΔI _г , кА	I ^{(1)Е} _{К.МИН} , кА	K ^Е _{Ч.МО}	I ^{(3)НН} _{К.ПРЕД} , кА	I _{сш} , кА
QF1	2,6	6,003	5,938	<u>5,344</u> 6,532	0,5	0,30	<u>0,23</u> 0,32	15	<u>13,500</u> 16,500	8,28	0,6	27,0	65
QF3	2,6	4,202	4,800	<u>4,320</u> 5,280	0,6	0,14	<u>0,14</u> 0,20	9,60	<u>8,640</u> 10,560	8,28	2,9	27,0	50
QF4	2,6	0,420	0,480	<u>0,408</u> 0,552	–	0,04	–	1,76	<u>1,408</u> 2,112	8,28	4,7	–	36



Рисунк 10.6 – Карта селективности защит ТП на стороне низшего напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

Выводы по разделу 10

В данном разделе был произведен расчёт защиты на автоматическом выключателе линии питающей РПН (QF4), секционном (QF3) и вводном выключателе (QF1).

Защита на автоматическом выключателе линии питающей РПН выполнена автоматическим выключателем Compact NS250, с номинальным током 250 А.

Защита секционного выключателя выполнена автоматическим выключателем Masterpact NW16H2, с номинальным током 1600 А.

Защита вводного выключателя выполнена автоматическим выключателем Masterpact NW25H1 с номинальным током 2500 А.

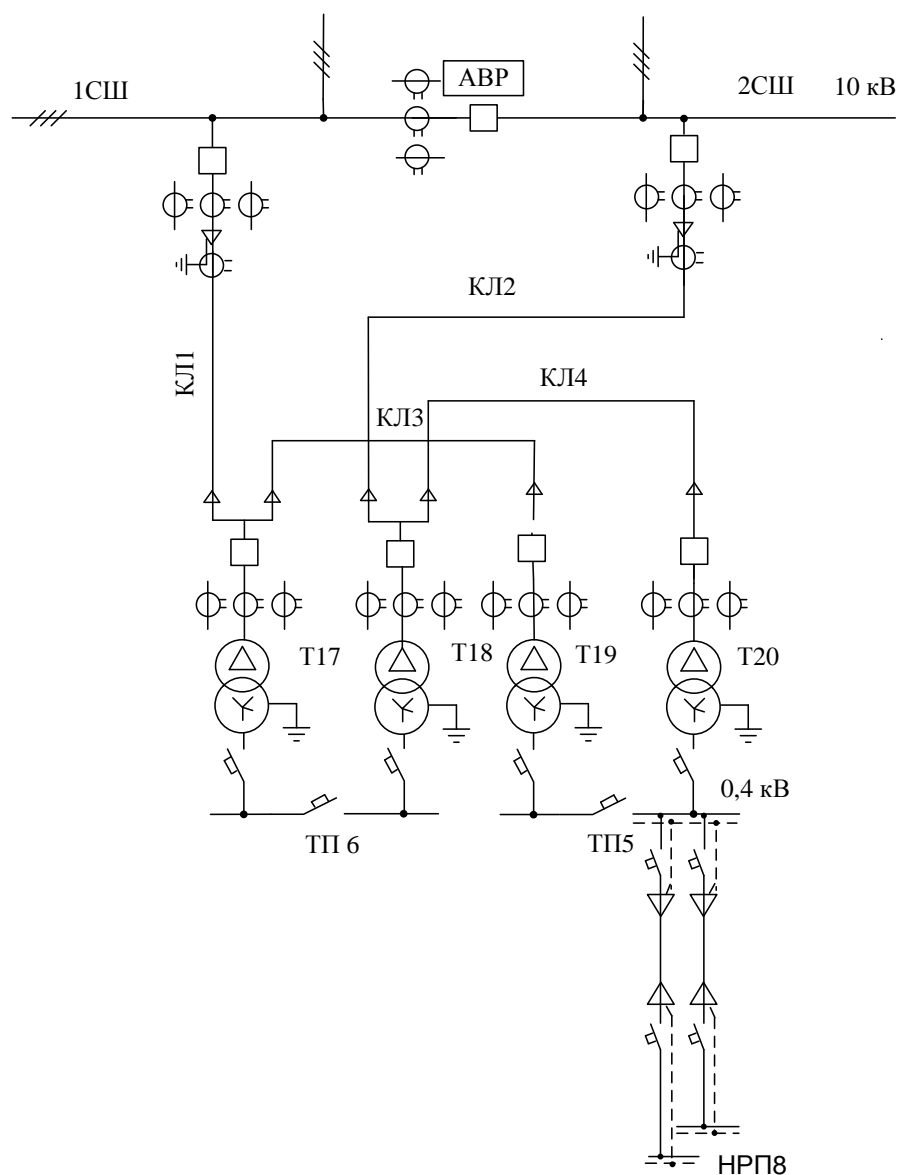
После выбора защит была построена карта селективности защит ТП на стороне низшего напряжения.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

11.1 Технико-экономическое сравнение

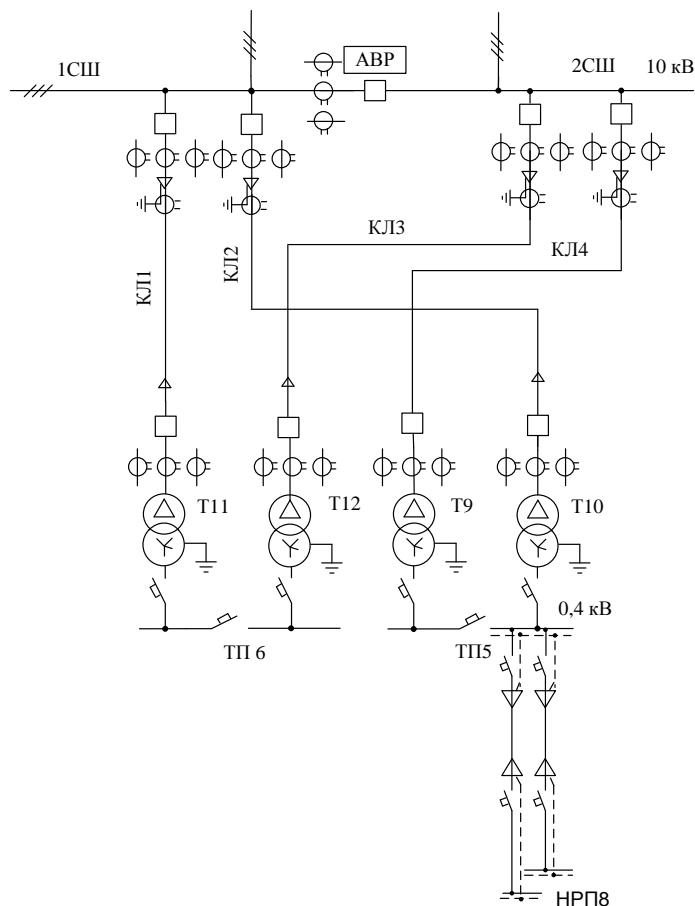
Распределение электроэнергии может осуществляться по радиальной и магистральной схемам (рис 11.1). Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем отдельно для каждого варианта. Сравнение проведем на примере механического цеха.



а)

Рисунок 11.1 – Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения района ООО Гусеница (а); Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения ООО Гусеница(б)

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117



б)

Рисунок 11.1 – Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения района ООО Гусеница (а); Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения ООО Гусеница(б)

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

Ток расчетный находим по выражению (4.6):

$$I_{р.л} = \frac{\sqrt{(1200 + 17,16)^2 + 1411^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 53,8 \text{ А}$$

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

$$I_{п} = 53,8 \cdot 2 = 107,6 \text{ А}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [6] для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами и T_M более 3000 ч/год $j_{э} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда по выражению (4.8)

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$$F_3 = \frac{53,8}{1,1} = 48,9 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее большее сечение 50 мм²
 Проверим по длительно допустимому току[6]:

$$I_{\text{доп}} = 175 \text{ А} \geq 107,6 \text{ А}$$

Выбираем кабель для кабельных линий КЛ1 и КЛ3 марки АСБ сечением 50 мм² с погонными параметрами $r_0=0,641 \text{ Ом/км}$; $x_0=0,104 \text{ Ом/км}$.

Длину кабельной линии определим по генплану, $l = 0,313 \text{ км}$.

Тогда потери электроэнергии, согласно (4.9) равны:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 2 \cdot (3 \cdot 48,9^2 \cdot 0,641 \cdot 2198,77 \cdot 0,313) = 3164,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Проверим выбранный кабель по потерям напряжения.

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

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (11.1)$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля.

$$\Delta U = \frac{1200 \cdot 0,641 \cdot 0,313 + 1411 \cdot 0,104 \cdot 0,313}{2 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 1,43\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

Проверим кабель по термической стойкости:

Термически стойкое сечение для кабельной линии КЛ1 определим по выражению:

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (11.2)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,

$$\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}, [2, \text{табл.2.72}].$$

Тепловой импульс тока КЗ можно определить по выражению:

$$B_k = (I_{\text{К3}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (11.3)$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Составим схему замещения:

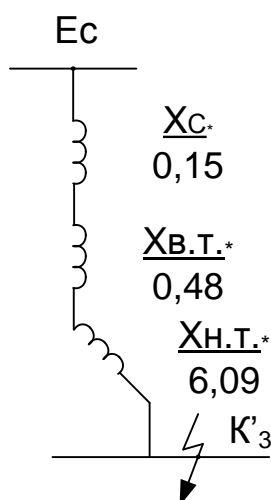


Рисунок 11.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ на шинах ГПП

$$I_{K_3}^{(3)} = \frac{1}{X_{с*} + X_{в.т.*} + X_{н.т.*}} \cdot I_B, \quad (11.4)$$

где $x_{в.т.*} = 0,125 \cdot x_{т.*}$ – сопротивление высшей обмотки трансформатора в о.е.;

$x_{н.т.*} = 1,75 \cdot x_{т.*}$ – сопротивление низшей обмотки трансформатора в о.е.;

I_B - базисный ток, определяемый по выражению:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (11.5)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55;$$

$$I_{K_3}^{(3)} = \frac{1}{0,15 + 0,48 + 6,09} \cdot 55 = 8,18 \text{ кА.}$$

Время отключения по (4.21) равно

$$t_{отк} = 0,63 \text{ с}$$

$$B_K = (8,18)^2 \cdot (0,63 + 0,12) = 50,18 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

По выражению (5.6) термически стойкое сечение кабеля будет равно:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{50,18 \cdot 10^6}}{100} = 70,83 \text{ мм}^2$$

Принятое ранее решения принятия кабеля ААШв-10-3х50 мм² не проходит по термической стойкости.

Вследствие этого выбираем сечение кабеля ААШв-10-3х95 мм².

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 ООО Гусеница

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, о. е.	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери электроэнергии, кВт ч	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2	300	810,4	0,193	312,8	–	–
Кабельная линия 2хААШвУ-3х95 ГПП – ТП6	км	0,313	1300	3528,2	0,165	182,2	3164,6	8,15
Кабельная линия 2хААШвУ - 3х70 ТП5 – ТП6	км	0,085	1050	2849,7	0,165	39,9	859,4	2,20
Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4	600	1620,8	0,193	1251,3	–	–
Итого						1786,2		10,35

Рассмотрим Радиальную схему внутреннего электроснабжения ООО Гусеница.

Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения механического представлена на рисунке 11.1.а

Таблица 11.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения ООО Гусеница

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, о. е.	Затраты, КЕ, тыс. руб.	Потери электроэнергии, кВт ч	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	4	300	810,4	0,193	625,6	–	–
Кабельная линия 2хААШвУ-3х70 ГПП – ТП6	км	0,313	1050	2849,7	0,165	147,2	4374,18	11,2
Кабельная линия 2хААШвУ-3х70 ГПП – ТП2	км	0,315	1050	2849,7	0,165	148,1	4402,10	11,3
Итого						920,9		22,5

Согласно выражению (5.1):

$$Z_1 = 1786,2 + 10,35 = 1796,6 \text{ тыс.р.}$$

$$Z_2 = 920,9 + 22,5 = 943,4 \text{ тыс.р.}$$

По результатам расчета мы видим, что вариант радиальной схемы внутреннего электроснабжения района ООО Гусеница завода мощных тракторов экономически выгоднее, чем вариант магистральной схемы электроснабжения, следовательно внутреннее электроснабжение района ООО Гусеница выполним по радиальной схеме электроснабжения. Схемы электроснабжения остальных цехов будем выбирать согласно рекомендациям, приведенным в [16].

11.2 SWOT анализ

SWOT анализ для электроснабжения радиальной и магистральной схемы внутреннего электроснабжения представлен в таблицах 11.3 и 11.4 соответственно.

Таблица 11.3 - SWOT анализ для электроснабжения по радиальной схеме

	Сильные стороны	Слабые стороны
Внутренняя среда	1. Аварийное отключение линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей 2. Малые потери электроэнергии в линии 3. Использование меньшего количества оборудования 4. Использование кабеля меньшего сечения	1. Большой расход кабельной продукции 2. Использование большего количества оборудования в РУ 3. Менее эффективное использование линий
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	1. Подключение потребителей высокой мощности	1. Невозможность подключения новых потребителей 2. Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии

Таблица 11.4 - SWOT анализ для электроснабжения по магистральной схеме

	Сильные стороны	Слабые стороны
Внутренняя среда	1. Малый расход кабельной продукции 2. Использование меньшего количества оборудования в РУ 3. Более эффективное использование линий	1. Большие потери электроэнергии в линии 2. Аварийное отключение линии может сказаться на электроснабжении других потребителей 3. Использование большего количества оборудования отходящих линий 4. Использование кабеля большего сечения
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	1. Возможность подключения новых потребителей	1. Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии

У сетей, выполненных по радиальной схеме электроснабжения больше сильных сторон, чем у сетей магистральных. Радиальные схемы не такие гибкие, что является угрозой, но подключение потребителей высокой мощности в нашем случае имеет большее значение. Таким образом, питание цеховых трансформаторных подстанций будем осуществлять по радиальной 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 10.3 представлено поле сил К. Левина.



Рисунок 11.3 – Поле сил Левина

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

11.4 Дерево целей проекта

Проект — это целенаправленная деятельность. Для достижения цели обычно требуется выполнить множество локальных целей (подцелей). Дерево целей — иерархическое визуальное представление достижение целей; принцип, при которой главная цель достигается за счет совокупности второстепенных и дополнительных целей. Для каждой из этих целей назначаются сроки получения конечных результатов (которые определяют временные ограничения для составляющих проект задач) и назначаются члены команды проекта.

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ

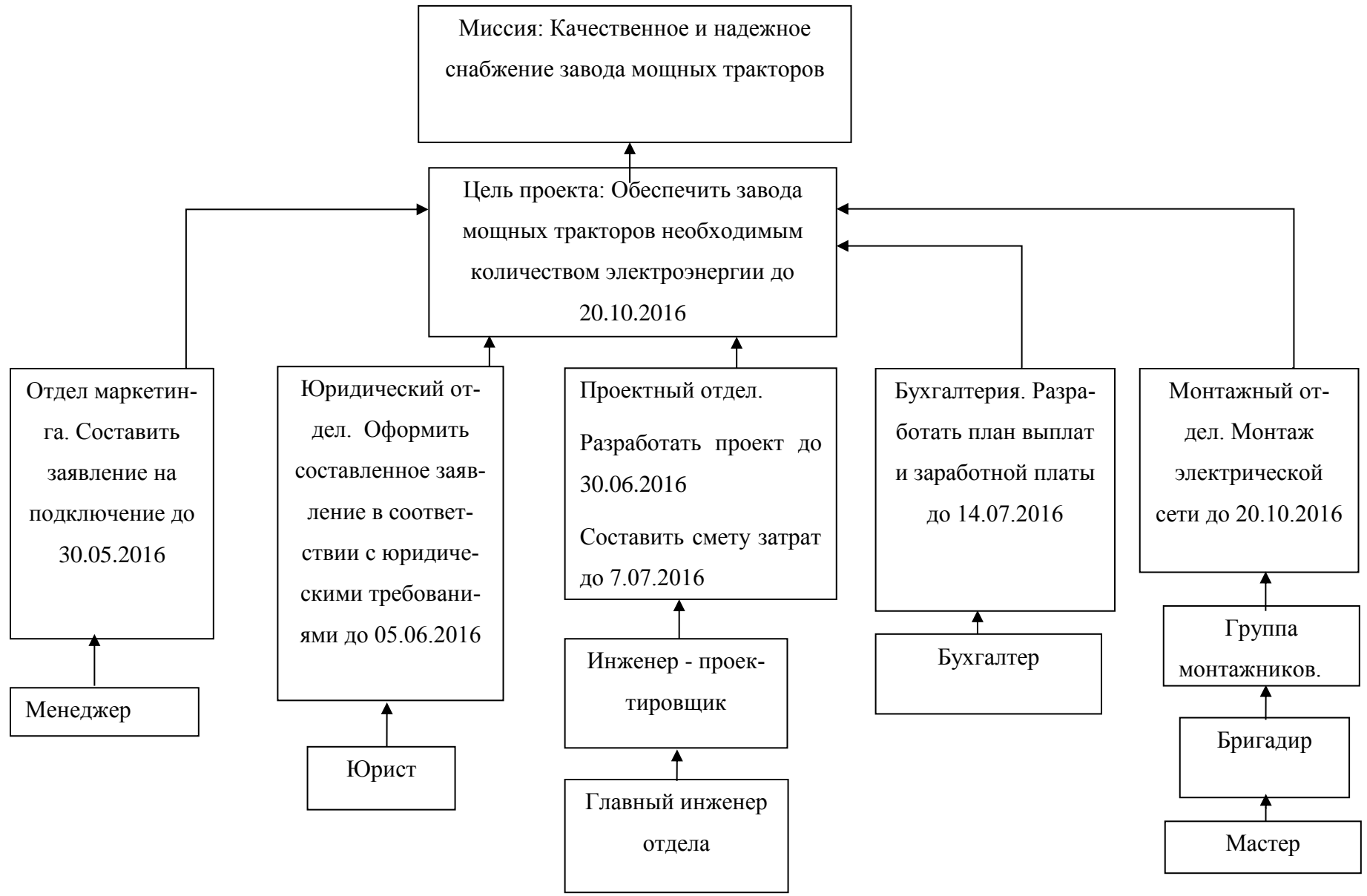


Рисунок 11.4– Дерево целей проекта

Таблица 11.5 – План-график Ганта по реализации целей проекта

Этап работы	Исполнитель	Продолжительность этапа, недели, 2016г											
		май		июнь		июль		август		сентябрь		октябрь	
		1-2	3-4	1-2	3-4	1-2	3-4	1-2	3-4	1-2	3-4	1-2	3-4
1. Составить заявления на подключение до 30.05.2016	Менеджер	■	■										
2. Оформить составленное заявление в соответствии с юридическими требованиями до 05.06.2016	Юрист			■									
3. Разработать проект до 30.06.2016	Инженер-проектировщик			■	■								
4. Составить смету затрат до 07.07.2016	Инженер-проектировщик					■							
5. Разработать план выплат и заработной платы до 17.07.2016	Бухгалтер					■	■						
6. Монтаж электрической сети до 20.10.2016	Монтажная бригада							■	■	■	■	■	■

Выводы по разделу 11

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

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 мощных тракторов находится в Средней полосе Европейской части РФ. Подстанция находится в обслуживании у «Челябэнерго». Морфоструктура положительная (вышенность), 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 37;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- 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 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации не-сложные.

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.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

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
От неогражденных 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

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учитываются как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы устанавливаются так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для катков трансформатора в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, создается путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы.

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.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

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 Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, 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

Наименование средства защиты	Количество
Изолирующая штанга (универсальная)	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Защитные ограждения (щиты)	2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные очки или щитки	2 шт.
Каски	2 шт.

Средства защиты на подстанции будут храниться в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они будут защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. Средства защиты будут храниться в закрытых помещениях. Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, будут храниться в шкафах, отдельно

от инструмента и других средств защиты. Они будут 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 будут храниться в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

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

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ завода мощных тракторов 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 [10].

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; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

12.2 Электробезопасность

Электробезопасность на заводе мощных тракторов 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 заводе мощных тракторов, устанавливаются с учетом:

1. номинального напряжения ($U_{ном}$), рода и частоты тока электроустановки;
2. способа электроснабжения (от стационарной сети)
3. режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (TN-S);
4. вида исполнения (стационарные);
5. условий внешней среды (пункт 12.1.1);
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;
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 заводе мощных тракторов:

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

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

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.

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 в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

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 мощных тракторов для всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осу-

										Лист
										134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ					

ществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно ГОСТ Р 50571.10-96 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 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.

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 42 \cdot 36 = 1512 \text{ м}^2$. 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 $l_3 = 5\text{ м}$.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

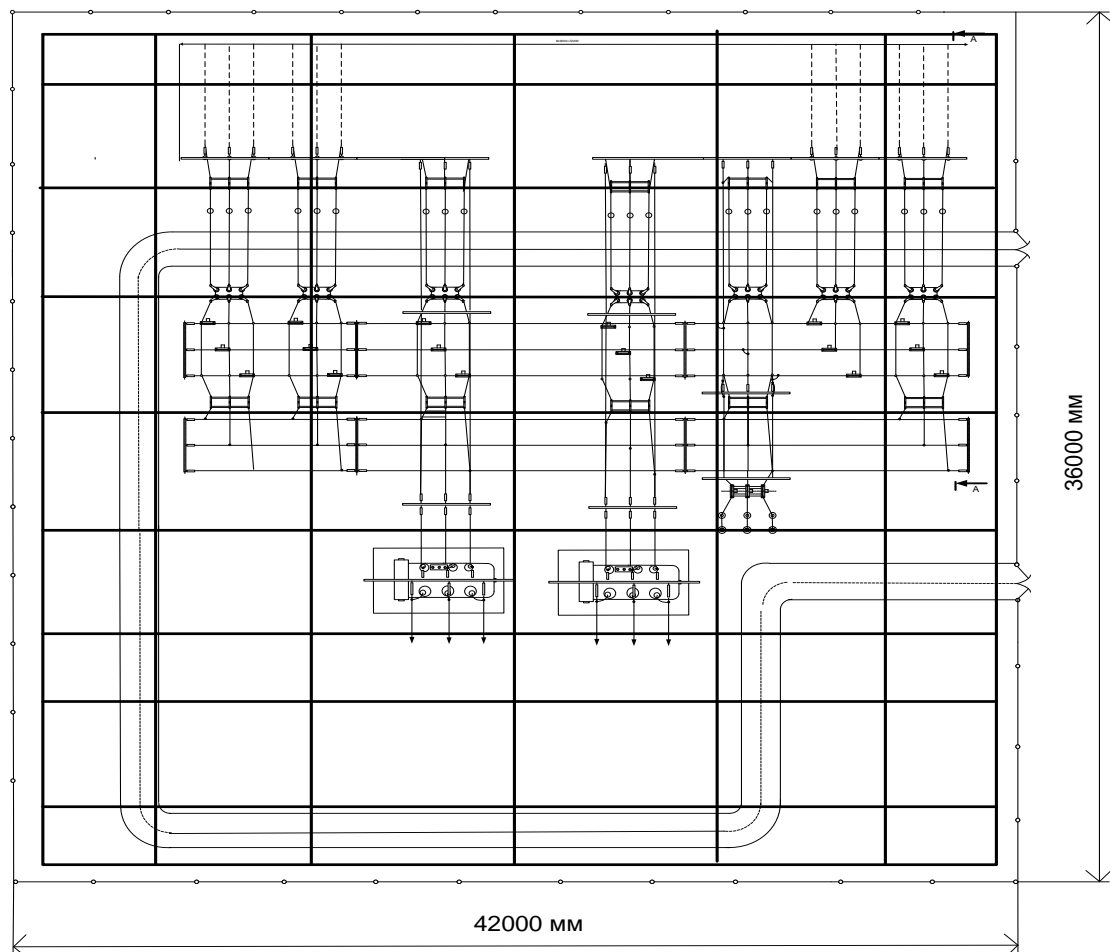


Рисунок 12.9 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{е}} \cdot R_{\text{з}}}{R_{\text{з}} - R_{\text{е}}}, \quad (12.1)$$

где $R_{\text{е}}$ – 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 $l = 125$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 70$ мм²; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{оп}} = 12$ Ом.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению

$$R_{\text{е}} = \frac{1}{2} \sqrt{r_{\text{оп}} \frac{0,15l}{s \cdot n_{\text{Т}}}},$$

где $n_{\text{Т}}$ – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{70}} = 0,6 \text{ Ом}$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя суммарную длину горизонтальных электродов $L_T = 42 \cdot 7 + 36 \cdot 6 = 510$ м; количество вертикальных электродов $n=26$.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде в виде квадратной решетки площадью $S_{ор\text{у}} = 36 \cdot 42 = 1512 \text{ м}^2$ и длиной одной стороны $\sqrt{S} = 38,9$ м (рисунок 12.10).

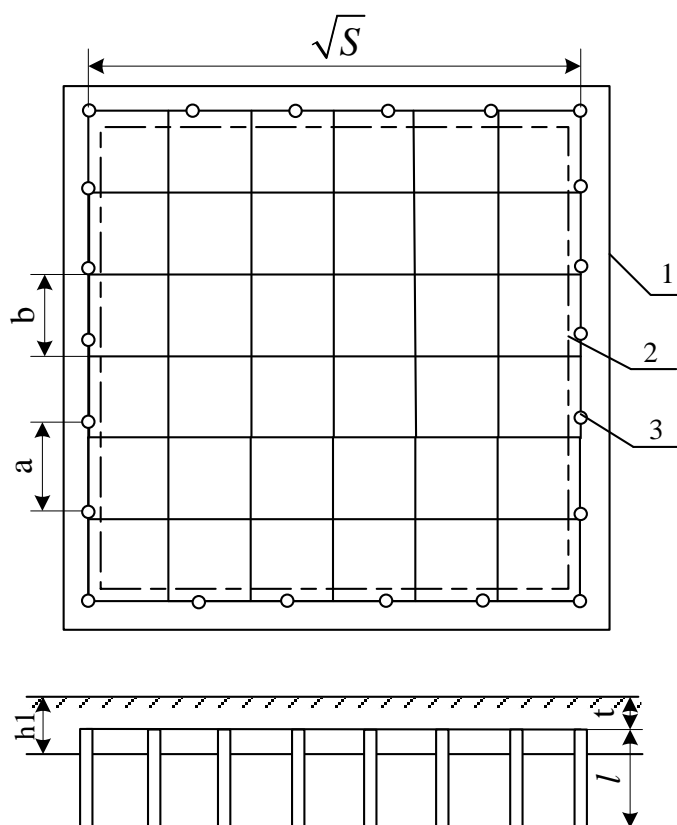


Рисунок 12.10 – Модель заземляющего устройства подстанции

- 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

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{(2 \cdot \sqrt{S})} - 1;$$

$$m = \frac{510}{(2 \cdot 38,9)} - 1 = 5,55 \text{ шт.}$$

Принимаем $m=6$

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S};$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 7 \cdot 38,9 = 544,6 \text{ м.}$$

А также:

Длину стороны ячейки в модели

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m};$$

$$b = \frac{38,9}{6} = 6,5 \text{ м.}$$

Расстояние между электродами в модели

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n};$$

$$a = \frac{4 \cdot 38,9}{26} = 5,98 \text{ м.}$$

Суммарную длину вертикальных электродов

$$L_{B\Sigma} = l_B \cdot n;$$

$$L_{B\Sigma} = 5 \cdot 26 = 130 \text{ м.}$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}};$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{38,9} = 0,146 \text{ м.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли

$$L_{\text{отн}} = \frac{h-t_B}{l_B};$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26 \text{ м.}$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k; \quad (12.2)$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{100} = 5 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a\sqrt{2}}{l_B}));$$

$$k = 0,43(0,26 + 0,272 \cdot \ln(\frac{5,98\sqrt{2}}{5})) = 0,173.$$

Тогда по выражению (12.2)

$$\rho_3 = 100 \cdot 5^{0,173} = 132,1 \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$r_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{B\Sigma}};$$

где A – коэффициент при $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,5$, определяемый по выражению

$$A = 0,385 - 0,25t_{\text{отн}};$$

$$A = 0,348;$$

$$r_3 = \frac{0,348 \cdot 132,1}{38,9} + \frac{132,1}{544,6 + 130} = 1,8 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Найдем сопротивление искусственного заземлителя по выражению (12.1)

$$R_{\text{и}} = \frac{0,6 \cdot 1,8}{1,8 - 0,6} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно [ПУЭ п. 1.7.90]

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 завода мощных тракторов 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 технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

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 РО42–400 (таблица 12.3) с газоразрядной лампой ДРЛ-400, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

Таблица 12.3 – Параметры прожектора РО42–400

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
РО42–400	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-400	220	400	24000	15 000	E40

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 мощных тракторов, площадь которого составляет 1512 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_{\text{п}}, \quad (12.3)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

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). По формуле (12.3):

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1512 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 27220 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta},$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы прожектора;
 η – КПД прожектора.

$$N = \frac{27220}{24000 \cdot 0,72} = 1,6.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}},$$

где I_{max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{46000}{700}} = 8 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 2 прожектора типа РО42–400 с газоразрядными ртутными лампами ДРЛ-400 (таблица 12.4), установленными на высоте 8 м.

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Категория пожарной опасности

По НПБ 105-03 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения (таблица 12.5).

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Таблица 12.5 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ОПУ	В ₄
ОРУ	В _H

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 зажигания 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 м³.

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.

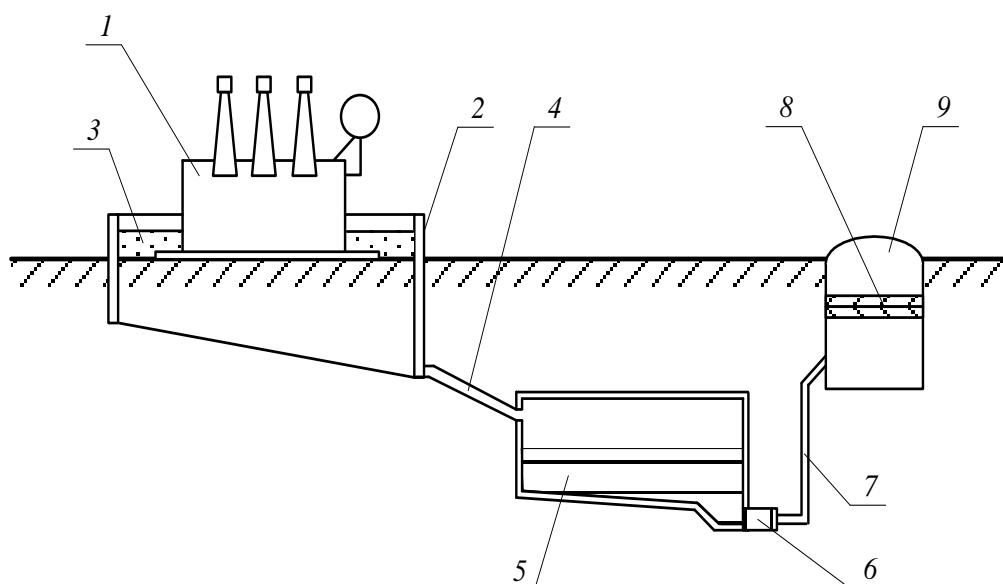


Рисунок 12.11 - Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

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 ТДН – 16000/110/10, 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

Выберем средства пожаротушения для помещения ОПУ. ОПУ относится к категории В₄ по пожарной опасности, выберем тип щита Е в таблице 12.6 (таблица 3, ППБ 01-03): класс пожара Е, связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

Таблица 12.6 – Комплектация щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	ЩП-Е
Огнетушители углекислотные (ОУ) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, кг 5/3	3
Крюк с деревянной рукояткой	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком	1
Лопата совковая	1
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	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).

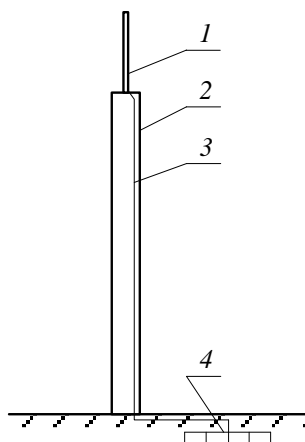


Рисунок 12.12 – Конструкция стержневого молниеотвода

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 Челябинской области, 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 (12.9) для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.4)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;
 h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;
 p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

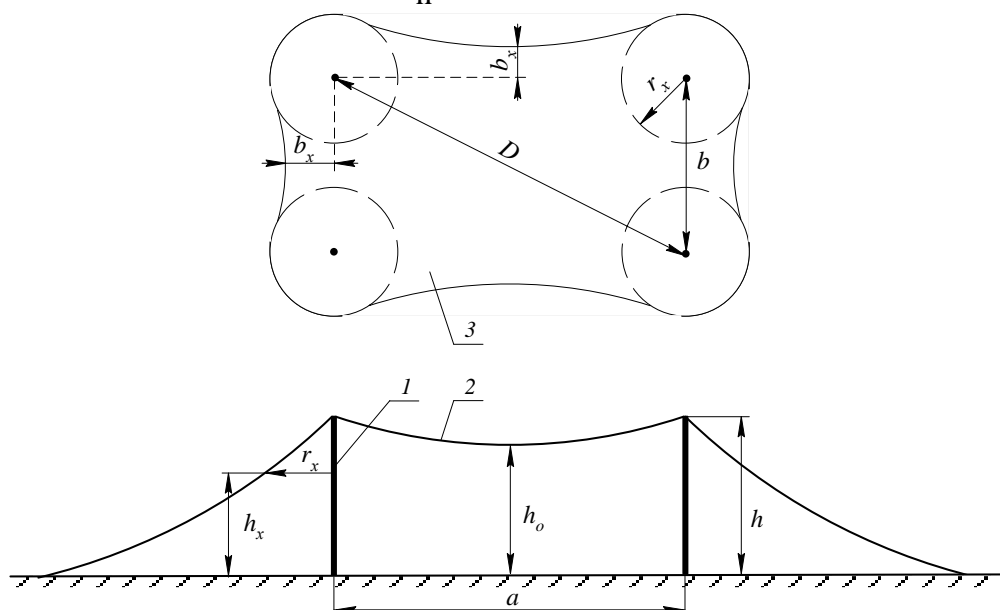


Рисунок – 12.13 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода;
 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{36^2 + 42^2} = 55,32 \text{ м},$$

где $a = 42$ м, $b = 36$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 11$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда из формулы (12.4) выразим:

$$h = \frac{55,32 + 8 \cdot 11}{8} = 17,9 \text{ м}.$$

Примем высоту молниеотвода 18 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям.

По формуле (12.4):

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$
$$55,32 \leq 8 \cdot 1 \cdot (18 - 11),$$
$$55,32 \leq 56.$$

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 12

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.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
						147
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подведем итоги проделанной работы.

В работе нами были проведены расчеты

- электрических однофазных и трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху,

- низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом,

- расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки,

- расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.

По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 110кВ, а также был произведен выбор всего необходимого электрооборудования.

Нами было выбрано рациональное напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка, был произведён расчёт кабельных линий, а также различная проверка сечений по термической стойкости в нормальном и послеаварийном режимах работы сети.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведем расчет токов КЗ.

На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ. Все изменения и корректировки были внесены в генплан предприятия, а также отражены на электрической схеме.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Стереотипное.- СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 2 Состояние и перспективы развития элегазовых выключателей
<http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>
- 3 Элегазовые выключатели: современное состояние, проблемы, тенденции развития www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Conferences/2010/K04/104251.pdf
- 4 Электротехнический справочник: Т. 3. Кн 1. Производство и распределение электроэнергии/ Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудиноккого, Л.А. Жукова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.
- 6 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. – Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского – М. 1990. – 114 с.(РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.)
- 7 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Оборудование и автоматизация /Под общ.ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергоиздат, 1981. – 624 с.
- 8 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования, Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергоиздат, 1981. – 406 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
- 10 Ермилов, А.М. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. -208 с.
- 11 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
- 12 Каталог продукции ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» «Выключатели элегазовые серии ВГТна 35, 110 и 220 кВ», 2013. – http://www.uetm.ru/products/146/170/_aview_b5
13. Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие тока Masterpact NT и NW. Каталог, 2006
- 14 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012.
- 15 Письмо МинРегразв 01.02.2012 № 19839-ИП/08
- 16 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей. / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, М.: НЦ ЭНАС, 2012 – 313 с.

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

17 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1985. – 279 с.

18 Ермилов, А.М. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. -208 с.

19 Электротехнический справочник: Т. 3. Кн 1. Производство и распределение электроэнергии/ Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудиного, Л.А. Жукова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.

20 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – <http://www.elec.ru/library/gosts/gost-32144-2013/>

21 СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология . – <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>

22 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – <http://en-doc.ru/so-153-34-03-603-2003>

23 ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/?frame=1

					13.03.02.2017.070.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150