

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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов завода металлоконструкций

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2019 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«___» _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин
«___» _____ 2019 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ А.Ю. Терещенко
«___» _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«___» _____ 2019 г.

Нормоконтролер
к.т.н. доцент

_____ М.А. Дзюба
«___» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

Министерство науки и высшего образования 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
(подпись)
«__» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Терещенко Артема Юрьевича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов завода металлоконструкции

утверждена приказом по университету от _____ 201_ г. № _____

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры ЭССиСЭ

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

1. План генеральный группы цехов завода металлоконструкции
2. План подробно рассматриваемого цеха
3. Схема принципиальная электрическая электроснабжения
4. Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ
5. Плакат по БЖД
6. Плакат по экономико-управленческой части
7. Плакат по релейной защите
8. Схема принципиальная электрическая электроснабжения цеха

Всего 8 листа(ов)

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика и управление	А.А. Алабугин		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 201_ г.

Руководитель

_____ (подпись)

М.А.Дзюба

_____ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ (подпись)

А.Ю.Терещенко

_____ (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	05.03.2019	
2 Технический паспорт проекта	10.03.2019	
3 Характеристика объекта электроснабжения	15.03.2019	
4 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	20.03.2019	
5 Расчёт электрических нагрузок	25.03.2019	
6 Выбор силовых трансформаторов на предприятии	30.03.2019	
7 Технико-экономическое сравнение схем внешнего электроснабжения	05.04.2019	
8 Расчет токов короткого замыкания	15.04.2019	
9 Выбор высоковольтного и низковольтного оборудования	20.04.2019	
10 Компенсация реактивной мощности	30.04.2019	
11 Релейная защита	05.05.2019	
13 Экономико-управленческая часть	10.05.2019	
14 Безопасность жизнедеятельности	15.05.2019	
15 Графическая часть	20.05.2019	
16 Оформление пояснительной записки	25.05.2019	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

М.А.Дзюба

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

А.Ю.Терещенко

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Электроснабжение завода металлоконструкции. – Челябинск:
ЮУрГУ, ПИ, 2019 – 123 с., 19 ил., 55 таблиц. Библиография литературы –
24 наименований, 8 листов чертежей ф.А1.

В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки отдельно для ремонтно-механического цеха и для предприятия в целом. Рассмотрена экономическая часть проекта. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Качество в данной выпускной квалификационной работе не было рассмотрено по причине наличия электродвигателей только слабой мощности. Плакаты, конструктивные чертежи, генплан завода, полная принципиальная схема представлены в графической части.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
Выполнил	Терещенко А.Ю.				ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ			В	К	Р		
Провер.	Дзюба М.А.							3	123			
Н. Контр.	Дзюба М.А.							ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ				
Утверд.												

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИИ.....	11
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху.....	14
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	21
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	24
Выводы по разделу один.....	26
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРА ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИИ.....	27
Выводы по разделу два.....	29
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАФНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	32
Выводы по разделу три.....	34
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
4.1 Определение потерь в силовых трансформаторах ГПП.....	37
4.2 Расчеты по выбору параметров линии электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	37
4.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линии от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.....	39
4.4 Выбор и сравнение выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов на напряжения 35, 110 кВ.....	40
4.4.1 Выбор контрольно-измерительного оборудования на 110 кВ.....	43
4.4.2 Выбор контрольно-измерительного оборудования на 35 кВ.....	45
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электрооборудования.....	47
Выводы по разделу четыре.....	49
5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	50
Выводы по разделу пять.....	51
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	54
Выводы по разделу шесть.....	59
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектно распределительного устройства главной понижительной подстанции.....	60
7.2 Выбор выключателей комплектно распределительного устройства.....	61
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	62
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	64
7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, вакуумных выключателей, устанавливаемых на вводах ТП.....	65

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

7.6	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	67
7.7	Выбор соединения силового трансформатора с РУНН ГПП.....	68
7.8	Выбор трансформатора собственных нужд.....	69
7.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов РПН.....	69
7.10	Выбор кабелей, шинопроводов, распределительных щитов и коммутационной аппаратуры в ремонтно-механическом цехе.....	70
	Выводы по разделу семь.....	77
8	КОМПЕНСАЦИЯ РЕКАТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	78
	Выводы по разделу восемь.....	86
9	ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ	
9.1	Организация защиты.....	87
9.2	Защита трансформатора Т7.....	88
9.3	Защита линии, питающей трансформаторную подстанцию.....	91
9.4	Защита от ОЗЗ, отходящей от РП магистральной линии.....	93
9.5	Газовая защита трансформатора ТМГ.....	94
	Выводы по разделу девять.....	95
10	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	99
10.1	Конструктивная часть подстанции завода металлоконструкции.....	100
10.1.1	Основные требования при установке трансформатора и возможность осмотра газовых реле.....	101
10.1.2	Окраска токоведущих частей.....	101
10.1.3	Электрозащитные средства.....	102
10.1.4	Требования к устройству дверей.....	102
10.2	Электробезопасность.....	103
10.2.1	Установка заземляющих ножей и система блокировки.....	104
10.2.2	Требования прокладки заземления на ОРУ.....	105
10.2.3	Защитное заземляющее устройство.....	105
10.3	Расчет освещения открытого распределительного устройства.....	108
10.4	Пожарная безопасность.....	110
10.4.1	Пожарная безопасность трансформатора.....	111
10.5	Молниезащита подстанции.....	112
	Выводы по разделу десять.....	113
11	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ.....	114
11.1	Результаты технико-экономического расчета.....	114
11.2	Модель SWOT-анализа вариантов технических решений.....	114
11.3	Модель пирамиды целепологания.....	115
11.4	Модель дерева целей повышения энергетической эффективности.....	116
11.5	Модель поля сил реализации проекта.....	117
11.6	Планирование мероприятия по реализации целей проекта.....	118
	Выводы по разделу одиннадцать.....	120
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	121

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения завода металлоконструкции.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 21950,62 кВт;

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 7010 кВт;

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к 2 категории.

Цеха, которые относятся к потребителям 2 категории:

- Кислородная станция;
- Насосная станция;
- Компрессорная;
- Маляпокрасочный цех;
- Цех опор линии электропередач;
- Сварочный цех 1;
- Сварочный цех 2;
- Заготовительный цех.

Цеха, которые относятся к потребителям 3 категории:

- Склад химических реактивов;
- Склад готовой продукции;
- Склад;
- Ремонтно-механический цех;
- Склад ремонтно-механического цеха;
- Теплица;
- Теплопункт;
- Заводоуправление.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 24787,351 кВА.

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2520 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 2,66 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-25000/110.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КРУ D-12Р.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 17 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ мощностью: 100 кВА и ТМГ мощностью: 160, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

12) Марка кабельных линий: ААШВУ, сечений: 3x150, 3x185 мм² (с учетом проверки на термическую стойкость).

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения обеспечивают питание электрической энергии электроприемникам на промышленных предприятиях, отвечают установленным требованиям, а именно технико-экономическим. Есть множество различных факторов, влияющие на формирование СЭС, и непосредственно затрагивающий этот проект. Такие факторы как условия окружающей среды, рассмотренное в одиннадцатом разделе, категории надежности, расположенные ниже и определяющиеся в зависимости от типов здания и цехов, потребляемая мощность, найденная в третьем разделе для последующего технико-экономического сравнения; размещение электрических нагрузок для выбора и обоснования расположения цеховых и главной понизительной подстанциях и многое другое.

Необходимо использовать системный подход для решения задач по проектированию систем электроснабжения, то есть будут учтены различные факторы, требования, предъявляемые к СЭС.

Следовательно, создание рационально экономически и технически выгодной системы электроснабжения промышленного предприятия является задачей не из легких, включающей в себя такие пункты, как выбор рациональных напряжений, выбор и обоснование места размещения цеховых ТП и ГПП, совершенствование методов определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем внешнего электроснабжения и их параметров, в том числе и оборудования, а также сечений проводов ВЛ и жил кабельных линий, способов прокладки питающих кабелей и способов компенсации реактивной мощности и др. Принятие рациональных решений на каждом этапе проектирования системы электроснабжения ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности работы и способствует осуществлению оптимизации систем электроснабжения. Будут рассмотрены так же возможности по установке электрооборудования, обоснование полезной мощности, активности использования этого электрооборудования.

Завод металлоконструкций учитывает выполнение всех видов работ по выпуску металлоконструкций промышленного и общего назначения. Технический процесс выработки металлоконструкций предусматривает полную и последовательную разработку металлопроката от поступления его на территорию завода и до поставки готовых изделий на конечный пункт.

В арсенале завода металлоконструкций имеется набор оборудования, гильотинные ножницы различных типоразмеров, станки, печи, вибраторы, кузнечнопрессовое оборудование. При необходимости заготовки проходят обработку и в кузнечном участке, где разогреты до требуемой температуры, на мощном оборудовании они приобретают необходимую форму.

На территории завода металлоконструкции присутствуют следующие цеха:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

15) Теплопункт. Комплекс устройств, расположенный в помещении, состоящий из элементов тепловых установок, обеспечивающих присоединение к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплопотребления, преобразование, регулирование параметров теплоносителя и распределение теплоносителя по видам потребителей. Имеются электроприемники, относящиеся к III категории по надежности электроснабжения.

16) Заводоуправление. Административный орган, ведающий всем производством завода. Среда внутри здания – чистая. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

17) Склад ремонтно-механического цеха. Среда внутри здания – чистая. Имеются электроприемники, относящиеся к III категории по надежности электроснабжения.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИИ

С приходом более технологичного оборудования остро встал вопрос про актуальность замены старого электрооборудования на новое. Поэтому ниже будут рассмотрены несколько типов вакуумных выключателей, которые обладают огромными преимуществами по сравнению с масляными:

- более высокая надежность;
- меньшие затраты на обслуживание.

Сегодня вакуумная коммутационная техника может применяться для уровня токов короткого замыкания вплоть до 100 кА, так что в последние годы усилия разработчиков направлены не на повышение основных параметров выключателей, а на создание более экономичных конструкций и повышение их надежности.

Так как надежность дугогасительных камер при современной технологии производства практически идеальна, то повышение надежности вакуумных выключателей в основном связано с повышением надежности их приводов. В первую очередь это относится к выключателям отечественного производства, где привод является наиболее слабым местом, вызывающим до 80 % общего числа отказов. В подавляющем большинстве выключателей зарубежных фирм применяется пружинный привод, что позволяет сократить габариты и массу, уменьшить время включения. Современные конструкции приводов не требуют обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Из отечественных производителей вакуумных выключателей следует выделить фирму «Таврида электрик». Выпускаемые этой фирмой вакуумные выключатели серии ВВ/TEL являются выключателями нового поколения, в которых реализованы самые современные достижения в вакуумной коммутационной технике и электромеханике, позволяющие создать аппараты, не требующие ремонта в течение всего срока службы. По способу установки выключатели выпускаются в двух исполнениях: стационарном и выкатном.

Достоинства вакуумных выключателей:

- простота конструкции (отсутствие клапанов, компрессоров и других вспомогательных устройств) и надежность в работе;
- относительно небольшие габариты и масса;
- отсутствие сжатого воздуха или трансформаторного масла;
- малое время отключения (0,03–0,05 с);
- отсутствие масла и других горючих материалов (взрывобезопасность);
- высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка (отсутствие шунтирующих резисторов);
- бесшумная работа;
- отсутствие выбросов в атмосферу;
- удобны для отключения емкостной нагрузки;
- полная герметизация дугогасительного устройства;
- произвольное положение камеры;

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

– отсутствует ударная нагрузка на фундамент, характерная для масляных выключателей;

– малый ход и скорость контактов позволяют применять легкие, небольшие пружинные или электромагнитные приводы.

Недостатки вакуумных выключателей:

– вблизи нуля наблюдается срез тока, сопровождающийся перенапряжениями при отключении малых индуктивных токов;

– для борьбы с перенапряжениями необходимо применять RC-цепочки, ОПН, либо использовать выключатели с электромеханическим способом устранения перенапряжения;

– в выключателях на напряжении выше 35 кВ несколько камер необходимо соединять последовательно;

– требуют больших капиталовложений, что определяет довольно высокую их стоимость.

Основные параметры отечественных и зарубежных вакуумных выключателей представлены в таблице.

Техническое сравнение вакуумных выключателей до 10 кВ

Наименования параметра	Вакуумный выключатель VD4	Вакуумный выключатель Sion	Вакуумный выключатель ВВ/TEL
Производитель	ABB (Италия)	Siemens (Германия)	Таврида-Электрик (Россия, Йошкар-Ола)
Тип силового выключателя (дугогасительной камеры)	Вакуумный (поле радиальное)	Вакуумный (поле радиальное)	Вакуумный (поле радиальное)
Тип привода силового выключателя	Электромагнитный с магнитной защелкой	Пружинно-моторный	Электромагнитный с магнитной защелкой
Номинальное напряжение выключателя, кВ	10,0	10,0	10,0
Наибольшее рабочее напряжение выключателя, кВ	12,0	12,0	12,0
Номинальный ток выключателей, кА	630;1000;1250,1600; 2000; 2500; 3150; 4000	800;1250;2000;2500;3150	630;1000;1250;1600;2000
Номинальный ток электродинамической выключателей, кА	51-125	51-100	51-81

Продолжение таблицы

Наименования параметра	Вакуумный выключатель VD4	Вакуумный выключатель Sion	Вакуумный выключатель BV/TEL
Номинальный ток электродинамической выключателей, кА	51-125	51-100	51-81
Возможность управления при потере оперативного тока	Есть	Есть	Есть, при использовании доп.блока BAV/TEL
Ресурс отключения номинального тока, не менее операций	15 000 (31,5–50кА) 30 000 (20, 25кА)	10 000	30 000 (31,5кА) 50 000 (20кА) 100 000 (версия FT2)
Механический ресурс, не менее операций	15 000 - 30 000	10 000	30 000 (31,5кА) 50 000 (20кА) 100 000 (версия FT2)
Ресурс отключения номинального тока КЗ, не менее операций	80 (при 25кА)	130 (при 25кА) 50 (при 40кА)	130 (при 25кА) 50 (при 40кА)
Собственное время отключения, мс	Не более 60	Не более 65	27;20;10
Время горения дуга, мс	не более 15	не более 15	не более 15
Полное время отключения, мс	не более 75	не более 80	42, 35, 25
Время включения, мс	не более 80	не более 75	42;32;22
Время взвода пружины, с	не более 5	не более 10	–
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-96	Нормальная, уровень «б»	Нормальная, уровень «б»	Нормальная, уровень «б»
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У3	У3	У3
Верхнее предельное значение рабочей температуры окружающего воздуха, °С	+40	+40	+55
Нижнее предельное значение рабочей температуры окружающего воздуха, °С	-25	-25	-40
Срок службы не менее, лет	30	30	30

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху

Расчет нагрузок производится по усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм. Согласно этому методу расчетные мощности P_p и Q_p определяются по формулам:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot P_{номi}; \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (1.2)$$

где $k_{иаi}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электротехнических справочниках;

K_{pa} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{pa}=f(n_э; K_{иа})$;

K_{pp} – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, определяется по формуле:

$$K_{pp} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_э}}, \quad (1.3)$$

где $n_э$ – эффективное число электроприемников, определяется по формуле:

$$n_э = \frac{(\sum_1^n P_{номi})^2}{\sum_1^n P_{номi}^2}. \quad (1.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

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

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.6)$$

где U_H – номинальное напряжение цеховой сети, $U_H = 0,38$ кВ.

Групповой коэффициент использования по активной мощности и $tg\varphi$ определяются по соответствующим формулам:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$K_{ИА} = \frac{\sum k_{иаi} \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}}; \quad (1.7)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum k_{иаi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i}{\sum k_{иаi} \cdot P_{номi}}. \quad (1.8)$$

Остальные значения величин в итоговых строках по каждой ШР таблицы 1.1 определяются суммированием величин в столбцах.

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.8) полученные данные сводим в таблицы 1.1 и 1.2.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок по цеху

Исходные данные						Расчетные величины			пэ	Кра	Кр р	Расчетная мощность			Iр, А
По заданию технологов				Справочные		kiaP ном, кВт	kia Pно м tg φ, ква р	nP2номи , кВт2				Pр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	
Наименование узла СЭС и ЭП	п, шт	Номинальная мощность, кВт		kia	cosφ tg φ										
		рно мі	Pном												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШМ – 1															
1. Заточное отделение (ШР-1)															
1. Станок для заточки сверл	2	8,5	17	0,17	0,65/1,17	2,89	3,3813	144,5							
2. Станок универсальный	3	8,8	26,4	0,12	0,4/2,29	3,168	7,255	232,32							
3. Станок для заточки протяжек	4	1,3	5,2	0,17	0,65 1,17	0,936	1,095	6,76							
4. Станок для доводки резцов	2	1,3	2,6	0,17	0,65 1,17	0,442	0,517	3,38							
5. Станок обдирочно- шлифовальный	1	8,5	8,5	0,17	0,65 1,17	1,445	1,69	72,25							
6. Станок координатно-раст	7	6,7	46,9	0,17	0,65/1,17	7,973	9,328	314,23							
Итого по ШР-1	19		106,6	0,16	0,59/1,36	17	23,26	773	14,7	1,47	1	25	23,26	34,14	51,87
3. Отделение токов высокой частоты и сварки															
ШР – 3.1															
12. Вибратор	2	2,8	5,6	0,17	0,65/1,17	0,95	1,11	15,7							
13. Однофазные ЭП	7		193,4	0,14	0,63/1,24	47,5	38,25	10199							
Итого по ШР – 3.1	9		199	0,243	0,77/0,81	48,5	39,36	10214	3,9	1,85	1	89,7	39,36	97,95	148,8
ШР – 3.2															
14. Печь электрическая	3	45	135	0,6	0,75/0,88	81	71,28	6075							
15. Выпрямитель сварочный	3	19	57	0,35	0,7/1	19,9	19,95	1083							
16. Станок заточной	2	1,7	3,4	0,17	0,65/1,17	0,58	0,676	5,78							
Итого по ШР – 3.2	8		195,4	0,52	0,74/0,9	101	91,906	7163,8	5,3	1,1	1	111	91,9	144,1	218,9
4. Кузнечно-термическое отделение (ШР-4)															
17. Ножницы гильотинные	1	1	9	0,22	0,65/1,17	1,98	2,32	81							
18. Ножницы листовые	2	2	7	0,14	0,5/1,73	1,96	3,39	98							
19. Молот	1	1	28	0,65	0,2/4,89	18,2	89	784							

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

16

Лист

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

17
Лист

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20. Пресс	1	7	7	0,17	0,65/1,17	1,19	1,39	49							
21. Станок полировальный	2	8,5	17	0,12	0,14/7	2,04	14,28	144,5							
24. Ванна цианистая	3	10	30	0,6	0,8/0,75	18	13,5	300							
25. Ванна для подогрева масла	1	6,8	6,8	0,6	0,8/0,75	4,08	3,06	46,24							
26. Вентилятор	8	2,2	17,6	0,65	0,8/0,75	11,4	8,58	38,72							
22. Машина стыковой сварки	2	30	60	0,35	0,5/1,73	21	36,33	1800							
Итого по ШР-4	21		189,4	0,42	0,42/2,15	79,9	171,85	3341,4	10,7	1,06	1	84,7	171,8	191	291
№7. Кран-балка (ТШР-1)															
Итого по ТШР – 1	1	1	1	0,15	0,5/1,73	0,15	0,26	1	1	5,33	1,1	0,8	0,286	0,85	1,29
№23. Кран-балка (ТШР-2)															
Итого по ТШР – 2	1	1	1	0,15	0,5/1,73	0,15	0,26	1	1	5,33	1,1	0,8	0,286	0,85	1,29
Итого по ШМ - 1	59		692,4	0,35	0,6/1,32	246	326,9	21494	22,3	1	1	246	326,9	409	621
ШМ – 2															
2. Лекальное отделение (ШР-2)															
8. Станок плоскошлифовальный	5	4,3	21,5	0,17	0,65/1,17	3,65	4,2	92,45							
						5	76								
9. Станок обдирочно-шлифовальный	2	2,4	4,8	0,17	0,65/1,17	0,81	0,9	11,52							
						6	55								
10. Станок заточной	2	1,7	3,4	0,17	0,65/1,17	0,58	0,6	5,78							
							76								
11. Станок сверлильный	1	2,2	2,2	0,17	0,65/1,17	0,37	0,4	4,84							
							38								
Итого по ШР-2	10		31,9	0,17	0,65/1,17	5,42	6,3	114,6	8,8	1,68	1	9,11	6,345	11,1	16,8
							45								
5. Отделение оснастки															
ШР – 5.1															
30. Станок обдирочно-шлиф	1	8,5	8,5	0,17	0,65/1,17	1,44	1,69	72,25							
31. Станок горизонтально-фрезерный	3	15,1	45,3	0,14	0,45/1,98	6,342	12,557	684,03							
32. Станок токарный	4	12,9	51,6	0,12	0,4/2,29	6,19	14,179	665,64							
33. Станок шлифовальный	1	5,6	5,6	0,17	0,65/1,17	0,95	1,114	31,36							
34. Станок сверлильный	2	1,6	3,2	0,17	0,65/1,17	0,54	0,648	5,12							
35. Станок радиально-свер	1	2,9	2,9	0,12	0,4/2,29	0,348	0,7969	8,41							

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
36. Станок заточной для пил	3	10	30	0,12	0,4/2,29	3,6	8,244	300							
Итого по ШР – 5.1	13		147	0,13	0,447/2	19,412	39,23	1767	12,23	1,72	1	33,34	39,23	51,48	78,2
ШР – 5.2															
37. Станок вертикально-фрезерный	12	7	84	0,12	0,4/2,29	10,08	23	588							
38. Станок токарно-винторезный	3	17,6	52,8	0,12	0,4/2,29	6,336	14,5	929,28							
39. Станок горизонтально-фрезерный	2	9,9	19,8	0,14	0,45/1,98	2,772	5,488	196,02							
40. Станок строгальный	1	4,5	4,5	0,17	0,65/1,17	0,765	0,895	20,3							
41. Станок плоско-шлифовальный	2	12,8	25,6	0,17	0,65/1,17	4,352	5,09	327,68							
Итого по ШР – 5.2	20		186	0,13	0,447/2	24,3	48,973	1971	17,5	1,67	1	40,6	48,97	63,61	96,64
ШР – 5.3															
42. Станок кругло-шлифовальный	3	36,3	108,9	0,17	0,65/1,17	18,513	21,66	3953,07							
43. Станок токарно-затылочный	2	4,7	9,4	0,14	0,45/1,98	1,316	2,6	44,18							
44. Станок резьбо-шлифовальный	1	3,9	3,9	0,17	0,65/1,17	0,663	0,7757	15,21							
47. Станок горизонтально-расточной	2	7	14	0,14	0,45/1,98	1,96	3,88	98							
Итого по ШР – 5.3	8		136	0,16	0,61/1,28	22,452	28,92	4110	4,5	2,2	1	49,4	28,92	57,2	87
ШР – 5.4															
45. Станок внутришлифовальный	3	7,2	21,6	0,17	0,65/1,17	3,672	4,296	155,52							
46. Станок токарно-винторезный	9	7,5	67,5	0,12	0,4/2,29	8,1	18,549	506,25							
48. Пила дисковая	3	9,6	28,8	0,2	0,76/0,86	5,76	4,954	276,48							
49. Диск отрезной	2	17,6	35,2	0,2	0,76/0,86	7,04	6,05	619,52							
Итого по ШР – 5.5	19		153	0,16	0,59/1,36	24,752	33,85	1558	15	1,45	1	35,9	33,85	49,34	74,96
Итого по ШМ – 2	70		654	0,14	0,52/1,63	96,336	157,32	9520	44,9	1,11	1	107	157,3	190,2	289
№27. Печь электрическая камерная (ПР-1)															

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по ПР-1	2	65	130	0,6	0,7/1	78	78	8450	2	1,33	1,12	103,7	87,36	135,6	206
№28. Печь шахтная (ПР-2)															
Итого по ПР-2	3	60	180	0,6	0,98/0,2	108	21,6	10800	3	1,22	1,09	131,7	23,5	133,8	203,3
№50. Кран-балка (ТШР-3)															
Итого по ТШР-3	2	5,3	10,6	0,35	0,5/1,73	3,71	6,42	56,2	2	2,2	1,12	8,162	7,2	10,88	16,53
№29. Ванна соляная (ПР-3)															
Итого по ПР-3	2	75	150	0,6	0,8/0,75	90	67,5	11250	2	1,33	1,12	119,7	75,6	141,6	215
Итого по цеху	141		1818	0,34	0,68/1,05	622,9	657,74	61570	53,6	1	1,02	622,9	670,9	915,5	1391

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

19

Лист

Таблица 1.2 – Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и ЭП	$P_{\text{ном}}$, кВт	п, шт.	$np_{\text{ном}}^2$, кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на Ул, кВт			Коэффициенты приведения Р и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на Уф, кВт			$k_{\text{иа}}$	$tg\varphi$	Средняя мощность за наиболее загруженную смену					
				AB	BC	CA	k_{ϕ}	k	q	A	B	C			P_c , кВт			Q_c , квар		
															A	B	C	A	B	C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
6. Отделение токов высокой частоты и сварки (ШР-3)																				
Электроприёмники, подключенные на линейное напряжение (Ул = 380 В)																				
1. Установка высокочастотная $r_{\text{ном}}=67$ кВт	134	2	8978	67			A	0,84	0,3	56,3			0,17	1,17	9,57			3,42		
							B	0,16	0,88		10,7						1,82			10,93
2. Станок электроимпульсный $r_{\text{ном}}=32,2$ кВт (ПВ=100%)	32,2	1	1036,84		67		B	0,84	0,3		56,3		0,17	1,17		9,57			4,33	
							C	0,16	0,88			10,7					1,82		10	
							C	0,84	0,3			27					4,59		1,64	
A	0,16	0,88	5,15					0,88			4,6									
Итого	166,2	3	10014,4							61,45	67	37,7			10,45	11,39	6,41	8	15,26	11,64
Электроприёмники, подключенные на фазное напряжение (Уф = 220 В)																				
3. Тр-тор сварочный $r_{\text{ном}}=6,8$ кВт	27,2	4	184,96							6,8	6,8	13,6	0,2	2,29	1,36	1,36	2,72	0,623	0,623	1,24
Итого по отделению	193,4	7	10199,36							68,25	73,8	51,3	0,14	1,24	11,81	12,75	9,13	8,623	15,883	12,88

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетная активная мощность для каждого цеха рассчитывается по формуле:

$$P_p = K_{pa} \cdot K_{иа} \cdot P_{НОМ}. \quad (1.9)$$

Расчетная реактивная мощность для каждого цеха рассчитывается по формуле:

$$Q_p = K_{pp} \cdot K_{иа} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (1.10)$$

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв.}$ цеха вычисляется по выражению (1.11) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.}$.

$$P_{p.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц}; \quad (1.11)$$

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (1.12)$$

После суммирования нагрузок P_p и $P_{p.осв.}$ и нагрузок Q_p и $Q_{p.осв.}$ вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p по формуле (1.5). В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) – (1.12) полученные данные сводим в таблицу 1.3.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 1.3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	пэ	Рном, кВт	Киа	cos φ	tgφ	Рс, кВт	Qс, квар	Кра	Рр, кВт	Qр, квар	Гц, м2	Руд.о, кВт/м2	cos φо	tgφо	Кс.о	Рр.о, кВт	Qр.о, квар	Рр+ Рр.о, кВт	Qс+ Qр.о, квар	Sp.Σ, кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нагрузка 0,4 кВ																				
1 Кислородная станция	23	335	0,7	0,8	0,75	234,5	175,88	0,9	211,05	158,29	2000	0,01	0,75	0,822	0,85	17	13,974	225,024	172,264	283,3914
2 Склад химических реактивов	15	50	0,25	0,55	1,52	12,5	18,98	1,25	15,63	23,73	726	0,01	0,75	0,822	0,85	6,171	5,07	20,7	28,8	35,46731
3 Насосная станция	21	300	0,8	0,85	0,62	240	148,84	0,9	216	133,87	561	0,01	0,75	0,822	0,85	4,77	3,92	219,92	137,79	259,5205
4 Склад готовой продукции	13	575	0,25	0,55	1,52	143,75	218,28	0,8	115	174,62	12720	0,01	0,75	0,822	0,85	108,12	88,87	263,49	263,49	372,6311
5 Склад	20	180	0,25	0,55	1,52	45	68,33	1,16	52,2	79,26	1200	0,01	0,75	0,822	0,85	10,2	8,38	87,64	87,64	123,9417
6 Компрессорная	80	1120	0,8	0,85	0,62	896	555,29	0,8	716,8	444,23	1089	0,01	0,75	0,822	0,85	9,26	7,611	451,841	451,841	638,9997
7 Маляпокрасочный цех	56	3075	0,7	0,8	0,75	2152,5	1614,38	0,8	1722	1291,5	16359	0,01	0,75	0,822	0,85	139	114,26	1405,76	1405,76	1988,045
8 Цех опор линий электропередач	93	8800	0,55	0,7	1,02	4840	4937,79	0,75	3630	3703,34	21924	0,01	0,75	0,822	0,85	186,354	153,18	3856,52	3856,52	5453,943
9 Сварочный цех 1	120	6820	0,6	0,75	0,88	4092	3608,8	0,8	3273,6	2887,04	26999	0,01	0,75	0,822	0,85	229,49	188,6	3075,64	3075,64	4349,612
10 Сварочный цех 2	100	6020	0,6	0,75	0,88	3612	3185,48	0,8	2889,6	2548,38	31518	0,01	0,75	0,822	0,85	267,9	220,2	2768,58	2768,58	3915,363
11 Заготовительный цех	45	8380	0,55	0,7	1,02	4609	4702,12	0,8	3687,2	3761,7	26999	0,01	0,75	0,822	0,85	229,5	188,65	3950,35	3950,35	5586,639
12 Гараж	37	281	0,35	0,65	1,17	140,5	164,26	0,8	112,4	131,41	2000	0,01	0,75	0,822	0,85	17	13,974	145,384	145,384	205,604
13 Ремонтно-механический цех	141	1818	0,34	0,68	1,05	618,12	655,2	1	622,895	670,9	5775	0,01	0,75	0,822	0,85	49	40,28	671,895	711,18	978,4
14 Теплица	16	135	0,8	0,85	0,62	108	66,93	0,9	97,20	60,24	3335	0,01	0,75	0,822	0,85	28,35	23,3	120,5	83,54	146,626

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

22

Лист

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
15 Теплопункт	19	95	0,8	0,85	0,62	76	47,1	1	76	47,1	696	0,01	0,75	0,822	0,85	5,92	4,86	80,86	51,96	96,12
16 Заводоуправление	31	205	0,4	0,6	1,33	82	109,33	1	82	109,33	1600	0,01	0,75	0,822	0,85	13,6	11,18	93,18	120,51	152,33
17 Склад ремонтно-механического цеха	16	195	0,25	0,55	1,52	48,75	74,03	1,23	59,96	91,06	2520	0,01	0,75	0,822	0,85	21,42	17,46	77,42	108,52	133,3
Освещение территории											2751 38,2 5	0,00 4	0,75	0,822	1	1100, 553	904,6 5			
Итого(0,4кВ)	383 84					2195 0,62	20351, 02		1757 4,76	16269, 22						2443, 608	2008, 419	2002 3,063	18324, 419	27142, 35
Нагрузка 10 кВ																				
1 Кислородная станция (Синхронные электродвигатели)	4	252 0	0,75	0,8	- 0,75	1890	0	1	1890	0										
3 Насосная (Асинхронные электродвигатели)	6	240 0	0,8	0,85	0,62	1920	1189,9 1	1	1920	1189,9 1										
6 Компрессорная (Синхронные электродвигатели)	4	400 0	0,8	0,85	- 0,62	3200	0	1	3200	0										
Итого(10 кВ)	14	892 0				701 0	1189,9 1		7010	1189,9 1										
Предприятие:		473 04			0,62 6	2896 0,62	21540, 93													

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

23

Лист

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Координаты символического центра электрических нагрузок предприятия по оси абсцисс и ординат определяется соответственно по формулам:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}}; \quad (1.13)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}}, \quad (1.14)$$

где x_i – координата центра электрических нагрузок i -го цеха по оси абсцисс, м;
 y_i – координата центра электрических нагрузок i -го цеха по оси ординат, м;
 $P_{p\Sigma i}$ – суммарная расчетная активная нагрузка i -го цеха, кВт.

Радиус окружности круговой диаграммы электрических нагрузок:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}}, \quad (1.15)$$

где m – масштаб картограммы электрических нагрузок, кВт/мм².

Масштаб картограммы электрических нагрузок:

$$m = \frac{\min\{P_{p\Sigma i}\}}{\pi R_{min}^2}, \quad (1.16)$$

где R_{min} – минимальный радиус круговой диаграммы для цеха с минимальной суммарной электрической нагрузкой, мм.

Доля низковольтной, осветительной и высоковольтной нагрузок в суммарной электрической i -го цеха на круговой диаграмме определяется соответственно по выражениям:

$$\alpha_{ни} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.ни}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{ви} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.ви}}{P_{pi}}. \quad (1.17)$$

Расчеты произведенные по формулам (1.13) – (1.17) сведем в таблицу 1.4.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	Р _{рз} , кВт	Р _{р.н.} , кВт	Р _{р.о.} , кВт	Р _{р.в.} , кВт	х, м	у, м	R, мм	m	α_{ni}	α_{oi}	α_{vi}
1 Кислородная станция	2118,05	211,05	17	1890	135	837,5	49,08	0,28	35,87	2,89	321,24
2 Склад химических реактивов	21,801	15,63	6,171	–	23	740	4,98	0,28	258,10	101,90	–
3 Насосная станция	2140,77	216	4,77	1920	167,5	743	49,34	0,28	36,32	0,80	322,87
4 Склад готовой продукции	223,12	115	108,12	–	64,5	670,7	15,93	0,28	185,55	174,45	–
5 Склад	65,4	52,2	10,2	–	279,7	670	8,62	0,28	287,34	56,15	–
6 Компрессорная	3926,06	716,8	9,26	3200	216,5	666	66,82	0,28	65,73	0,85	293,42
7 Маляропокрасочный цех	1861	1722	139	–	84,6	566,5	46,01	0,28	333,11	26,89	–
8 Цех опор линий электропередач	3816,354	3630	186,354	–	364,5	543	65,88	0,28	342,42	17,58	–
9 Сварочный цех 1	3503,09	3273,6	229,49	–	84,6	403,5	63,12	0,28	336,42	23,58	–
10 Сварочный цех 2	3157,5	2889,6	267,9	–	364,5	296,3	59,93	0,28	329,46	30,54	–
11 Заготовительный цех	3916,7	3687,2	229,5	–	84,6	203,75	66,74	0,28	338,91	21,09	–
12 Гараж	129,4	112,4	17	–	141,36	498	12,13	0,28	312,70	47,30	–
13 Ремонтно-механический цех	667,12	618,12	49	–	370,3	105,2	27,55	0,28	333,56	26,44	–
14 Теплица	125,55	97,2	28,35	–	83,6	15,2	11,95	0,28	278,71	81,29	–
15 Теплопункт	81,92	76	5,92	–	153,8	15,5	9,65	0,28	333,98	26,02	–
16 Заводоуправление	95,6	82	13,6	–	251,8	11,5	10,43	0,28	308,79	51,21	–
17 Склад ремонтно-механического цеха	81,38	59,96	21,42	–	395,3	25,5	9,62	0,28	265,24	94,76	–
Итого	25930,82	17574,76	1343,055								
Координаты центра					200,5	486					

Выводы по разделу один

В данном разделе были произведены расчеты электрических нагрузок по инструментальному цеху для дальнейшей работы с ними, такие как выбор оборудования, питающих кабелей и т.д. Помимо этого были рассчитаны однофазные нагрузки с распределением мощности по фазам для баланса.

Рассчитаны электрические нагрузки по предприятию. Был произведен расчет картограммы для нахождения центра электрических нагрузок для того, чтобы определить будущее местонахождение главной понизительной подстанции.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРА ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИИ

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

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприёмников цеха, от размеров площади, на которой они размещены и т. д. Исходной величиной служит экономически целесообразная мощность $S_{Т.Э}$ трансформаторов, которая находится по удельной плотности σ электрической нагрузки цеха. Чем выше плотность электрической нагрузки, тем экономически выгоднее устанавливать в цехе трансформаторы с большей единичной мощностью.

Плотность электрической нагрузки:

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

Таблица 2.1 – Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов $S_{Т.Э}$ от плотности σ нагрузки цеха

σ , кВ·А/м ²	0,03	0,05	0,07	0,08	0,11
$S_{Т.Э}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,15	0,20	0,25	0,30	$\geq 0,35$
$S_{Т.Э}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Оптимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_{Т.Э} = \frac{P_p}{k_{з.т.д} \cdot S_{Т.Э}} + \Delta N_T \quad (2.2)$$

где $k_{з.т.д}$ – коэффициент загрузки допустимый. Зависит от категории надежности;

ΔN_T – добавка до ближайшего числа.

$N_{Т.мин}$ определяется по требованию надежности;

$$N_{Т.опт} = N_{Т.мин} + m, \quad (2.3)$$

где m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального.

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности.

Определение номинальной мощности трансформаторов на низковольтной нагрузке:

$$S_{T.НОМ} = \frac{P_p}{k_{з.т.д} \cdot N_{T.ОПТ}}. \quad (2.4)$$

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{T.ОПТ} \cdot k_{з.т.д} \cdot S_{T.НОМ})^2 - P_p^2}; \quad (2.5)$$

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_p \geq Q_{1p} \\ Q_p, & \text{если } Q_p < Q_{1p} \end{cases} \quad (2.6)$$

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следуют установить на стороне низшего напряжения на ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{к.у.} = Q_p - Q_1.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$k_{з.т.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_{T.ОПТ} \cdot S_{T.НОМ}}, \quad (2.7)$$

где $N_{T.ОПТ} = M \cdot n$ – количество ТП в цехе умноженное на число трансформаторов, устанавливаемых в ТП.

$$k_{з.т.а} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{M \cdot (n - 1) \cdot S_{T.НОМ}}. \quad (2.8)$$

Активные и реактивные потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + k_{з.т.н}^2 \cdot \Delta P_{кз}; \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{T.НОМ}}{100\%} \cdot (I_{xx,\%} + k_{з.т.н}^2 \cdot U_k). \quad (2.10)$$

Результаты по выбору числа, мощности и типа трансформаторов приведены в таблице 2.2.

В таблице 2.2 выполнена группировка цехов небольших мощностей, в целях экономии которые будут питаться от одной трансформаторной подстанции на 1 группировку.

Целесообразность такой группировку будет применяться правилом «15000»:

						Лист
					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S \cdot l \leq 15000, \quad (2.12)$$

где l – длина кабеля между цехами по трассе линии в метрах;

S – мощность, передаваемая по этому кабелю в кВА.

Если S меньше 15000 кВА·м, считается целесообразным установить в рассматриваемом цехе РПН, в противном случае в цехе необходимо спроектировать установку ТП.

Пример по группировке:

Таблица 2.2 – Обоснование установки НРП

Наименование цехов, подразделений	$S \cdot l$, кВА·м	Установка
14 Теплица	$146,63 \cdot 75 = 10997,25$	НРП4
15 Теплопункт	$96,12 \cdot 1 = 96,12$	ТП4
16 Заводоуправление	$152,33 \cdot 95 = 14471,35$	НРП5

Выводы по разделу два

В данном разделе, используя предыдущие расчеты, выбраны трансформаторы цеховых ТП. Было решено установить в семнадцати цехов семнадцать ТП, причем в некоторых цехах по причине большой мощности низковольтной нагрузки установлено две ТП с двумя трансформаторами. Цеха с малой нагрузкой и близким расположением к другим ТП запитываются от них с установкой в цехе НРП.

Таблица 2.2 – Выбор цеховых ТП

Наименование цехов, подразделений	Категория надежности	Pp, кВт	Qp, квар	Sp.Σ, кВт·А	Fц, м2	Б, кВт·А /м2	ст.э, кВт·А	Nт.э, шт	Nт.min, шт	m, шт	Nт.опт, шт	Sт.ном, кВт·А	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	кз.т.д.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2 Склад химических реактивов	3	15,63	23,73	35,47	726									НРП1	
4 Склад готовой продукции	3	115	174,62	372,63	12720										
Итого		130,63	198,35	408,1		0,049	630	1	1	0	1	160	1	1	0,9
5 Склад	3	52,2	79,26	124	1200									НРП2	
6 Компрессорная	1	716,8	444,23	639	1089										
Итого		769	523,49	763		0,58	2500	1	2	0	2	630	2	2	0,7
13 Ремонтно-механический цех	3	618,12	624,12	978,4	5940										
17 Склад ремонтно-механического цеха	3	59,96	91,06	133,3	2520									НРП3	
Итого		678,08	715,18	1111,7		0,165	1000	1	1	0	1	800	1	3	0,9
14 Теплица	3	97,20	60,24	146,63	3335									НРП4	
15 Теплопункт	3	76	47,1	96,12	696										
16 Заводоуправление	3	82	109,33	152,33	1600									НРП5	
Итого		255,2	216,67	395		0,14	1000	1	1	0	1	400	1	4	0,9
1 Кислородная станция	2	211,05	158,29	283,39	2000	0,14	1000	1	2	0	2	160	2	5	0,8
3 Насосная станция	2	216	133,87	259,52	561	0,46	2500	1	2	0	2	160	2	6	0,8
12 Гараж	2	112,4	131,41	205,6	2000	0,1	800	1	2	0	2	100	2	7	0,8
7 Маляпокрасочный цех	2	1722	1291,5	1988	16359	0,12	800	3	2	0	3	630	4	8,9	0,8
8 Цех опор линий электропередач	2	3630	3703,34	5453,9	21924	0,25	1600	3	2	0	4	1600	4	10,11	0,8
9 Сварочный цех 1	2	3273,6	2887	4349,6	26999	0,16	1000	5	2	0	5	1000	4	12,13	0,8
10 Сварочный цех 2	2	2889,6	2548,4	3915,4	31518	0,12	800	5	2	0	5	1000	4	14,15	0,8
11 Заготовительный цех	2	3687,2	3761,7	5586,6	26999	0,2	1250	4	2	0	4	1600	4	16,17	0,8

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

30

Лист

Продолжение таблицы 2.2

Наименование цехов, подразделений	Тип трансформаторов	Q1р, квар	Q1, квар	Qк.у, квар	кз.т.н	кз.т.а.	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	Ихх, %	Uк, %	ΔРт, кВт	ΔQт, квар	Рт + ΔРт, кВт	Q1 + ΔQт, квар
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
2 Склад химических реактивов														
4 Склад готовой продукции														
Итого	ТМЗ	60,6	60,6	137,35	0,9	–	0,7	2,7	1,9	4,5	2,887	6,54	133,52	67,14
5 Склад														
6 Компрессорная														
Итого	ТМЗ	431,93	431,93	91,56	0,7	1,4	0,95	1,31	7,6	1,2	1,592	51,58	770,59	483,51
13 Ремонтно-механический цех														
17 Склад ремонтно-механического цеха														
Итого	ТМЗ	242	242	473,18	0,9	–	1,9	7,6	1,5	4,4	8,056	40,512	686,13	282,51
14 Теплица														
15 Теплопункт														
16 Заводуправление														
Итого	ТМЗ	238,8	216,67	0	0,83	–	0,95	5,5	1,9	4,5	4,74	20	259,94	236,67
1 Кислородная станция	ТМЗ	144,89	144,89	13,4	0,8	1,4*	0,7	2,7	1,9	4,5	2,428	7,648	213,48	152,54
3 Насосная станция	ТМЗ	137,4	133,87	0	0,79	1,4*	0,7	2,7	1,9	4,5	2,385	7,53	218,38	141,4
12 Гараж	ТМГ	113,87	113,87	17,54	0,8	1,4*	0,33	1,97	3	4,5	1,78	6,33	114,18	120,2
7 Маляпокрасочный цех	ТМЗ	1048,3	1048,3	243,2	0,79	1,4*	0,95	1,31	7,6	1,2	7,04	210,4	1729	1258,7
8 Цех опор линий электропередач	ТМЗ	3610,7	3610,7	92,64	0,79	1,4*	2,8	15	1	6	48,64	303,6	3678,64	3914,3
9 Сварочный цех 1	ТМЗ	690,26	690,26	2196,7	0,83	1,4*	1,9	10,8	1,7	5,5	37,36	219,52	3310,9	909,78
10 Сварочный цех 2	ТМЗ	1374,8	1374,8	1173,6	0,79	1,4*	1,9	10,8	1,7	5,5	34,56	205,28	2924,1	1580
11 Заготовительный цех	ТМЗ	2544,59	2544,59	1217,11	0,84	1,4*	2,8	15	1	6	54,56	341,44	3741,76	2886,03

1,4* – В послеаварийном режиме часть нагрузки необходимо отключить

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина рационального напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия металлоконструкции определяется наличием каких-либо источников питания, уровнями напряжений на источниках, расстоянием от ГПП до этих них, возможностью обмундирования воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величина рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016P_p^V}, \quad (3.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии;
 P_p^V – расчетная нагрузка на сборных шинах ГПП.

$$P_p^V = K_{\text{ом}} \left(\sum_{i=1}^M P_{\text{pi}}^{\text{IV}} + \sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^N k_{\text{иа}i} P_{\text{ном}i} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right) + P_{\text{р.осв.}\Sigma}, \quad (3.2)$$

где $\sum_{i=1}^M P_{\text{pi}}^{\text{IV}}$ – сумма расчетных активных высоковольтных нагрузок предприятия, создаваемых высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}}$ – сумма расчетных активных низковольтных нагрузок всех цехов и других потребителей предприятия;

$\sum_{i=1}^N k_{\text{иа}i} P_{\text{ном}i}$ – сумма расчетных активных нагрузок высоковольтных электроприемников, подключенных к шинам узла V уровня ГПП;

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

$K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов, $K_{\text{ом}} = 0,9$.

$$K_{\text{ом}} = f(m, k_{\text{иа}}),$$

где m – число групп электроприемников;
 $k_{\text{иа}}$ – средневзвешенное значение коэффициента использования.

Значение $k_{\text{иа}}$ определяется по формуле:

$$k_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{с.в}} + P_{\text{с.н}}}{P_{\text{ном.в}} + P_{\text{ном.н}}}; \quad (3.3)$$

$$k_{\text{иа}} = \frac{7010 + 21950,62}{8920 + 38384} = 0,61.$$

Следовательно по формуле (3.2):

$$P_p^V = 0,9(7010 + 17574,76 + 241,63) + 2443,6 = 24787,351 \text{ кВт.}$$

Найдем рациональное напряжение по формуле (3.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{2,66 + 0,016 \cdot 24787,351} = 86,7 \text{ кВ.}$$

Для сравнения заданы два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ. Для окончательного выбора необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим и большим по сравнению с полученным значением уровнями напряжения.

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{\sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_{\text{э}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}})^2}}{k_{\text{з.т.доп}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (3.4)$$

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

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

$N_{\text{т}}$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.т.н}} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

$$Q_{\text{э}} = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_i. \quad (3.5)$$

Таблица 3.1 – Значение тангенса φ

Напряжение сети, кВ	35	110
$\text{tg}\varphi_i$	0,4	0,5

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} = 0,07\sqrt{(P_p^V)^2 + Q_{\text{э}}^2}. \quad (3.6)$$

Произведем расчёт по выражениям и сведём полученные результаты в таблицу 3.2.

Таблица 2.2 – Выбор трансформатора на ГПП

Напряжение, кВ	$N_{\text{т}}$, шт	$k_{\text{з.т.доп}}$	$\text{tg}\varphi$	$Q_{\text{э}}$, квар	$\Delta Q_{\text{т.гпп}}$, квар	$S_{\text{р.п}}$, кВА
35	2	0,7	0,4	9914,94	1868	26060,8
110	2	0,7	0,5	12393,7	1939,9	26901,6

Продолжение таблицы 3.2

S_T , кВА	$S_{НОМ.Т'}$, кВА	Тип	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.а}$
18614,86	25000	ТДН-25000/35	0,52	1,05
19215,43	25000	ТДН- 25000/110	0,53	1,05

Справочные данные по ТДН-25000/35:

Потери холостого хода $\Delta P_{ХХ} = 25$ кВт;

Потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ} = 120$ кВт;

Напряжение короткого замыкания $U_K = 10,5$ %;

Ток холостого хода $I_{ХХ} = 0,65$ %.

Справочные данные по ТДН-25000/110:

Потери холостого хода $\Delta P_{ХХ} = 25$ кВт;

Потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ} = 120$ кВт;

Напряжение короткого замыкания $U_K = 10,5$ %;

Ток холостого хода $I_{ХХ} = 0,65$ %.

Выводы по разделу три

В данном разделе рассчитана расчетная нагрузка на сборных шинах ГПП $P_p^Y = 24\ 787$ кВт для нахождения рационального напряжения $U_{РАЦ} = 86,7$ кВ от значения которого мы опираемся для выбора более экономически обоснованного напряжения. С учетом этого подобраны трансформаторы ГПП для дальнейшего их сравнения.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Энергосистема

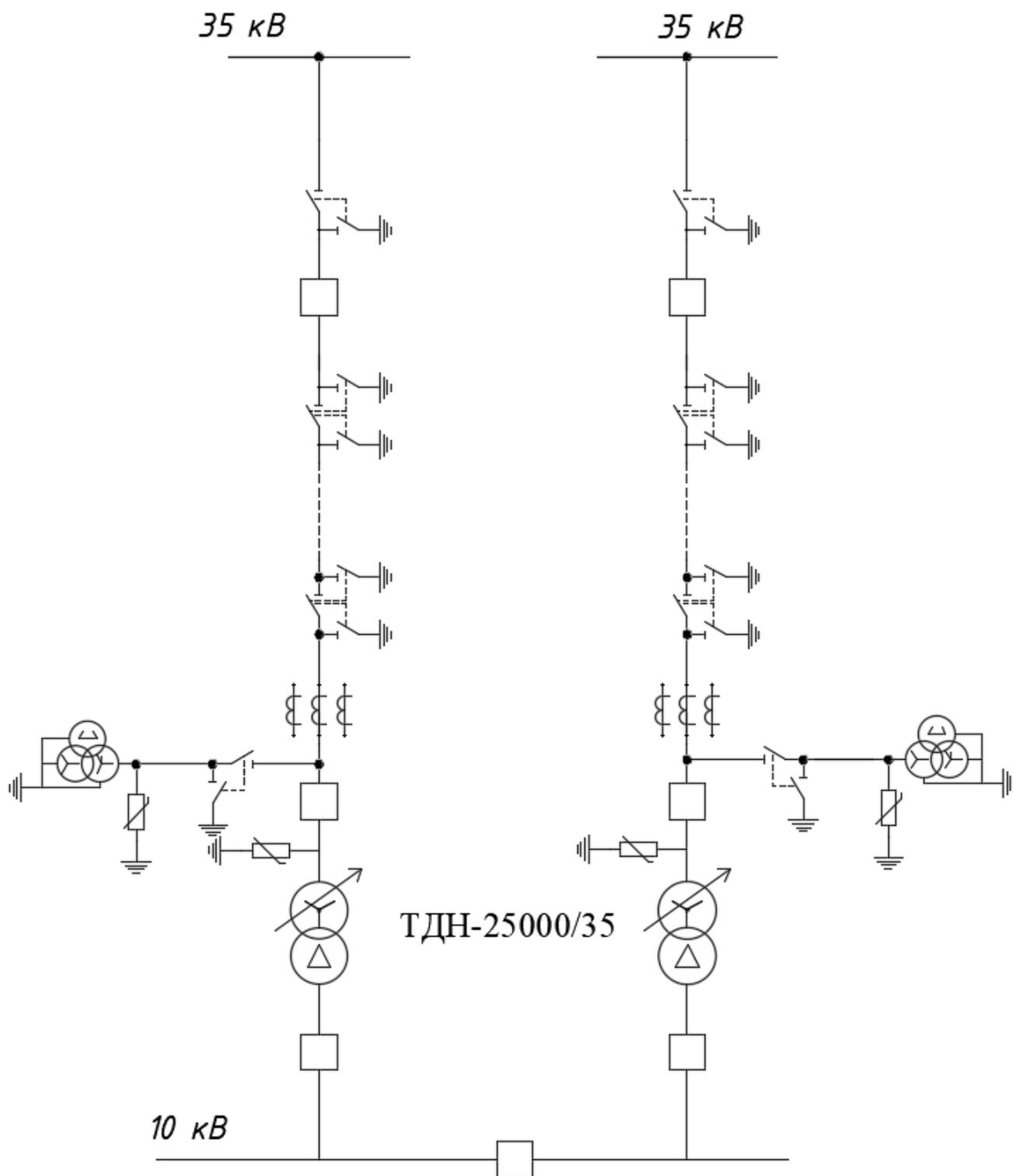


Рисунок 3.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Лист

35

Энергосистема

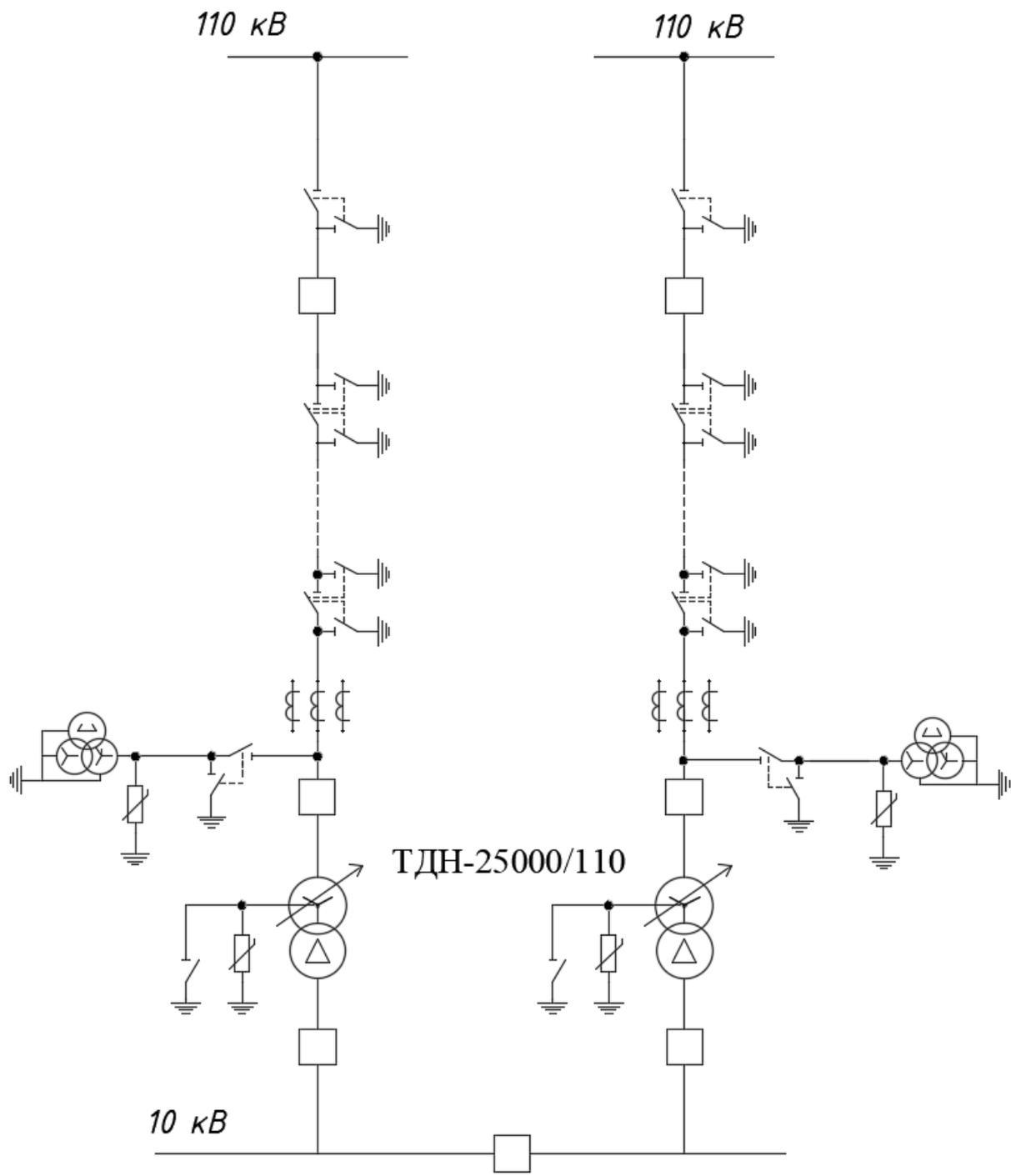


Рисунок 3.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Определение потерь в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + k_{з.т.н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}); \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Н.Т} + k_{з.т.н}^2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{Н.Т} \right); \quad (4.2)$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + k_{з.т.н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где T_T – годовое число часов работы предприятия равно 8760,

τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

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

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равно 4500.

Полученные значения по формулам (4.1)-(4.4) сведем в таблицу 4.1:

Таблица 4.1 – Определение потерь в силовых трансформаторах ГПП

U _{НОМ} , кВ	ΔP _T , кВт	ΔQ _T , кВар	ΔA _T , (кВт·ч)/год	τ, ч/год
35	114,9	1744,6	625 302	2886,2
110	117,4	1799,725	632 576	2886,2

4.2 Расчеты по выбору параметров линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{р.л.} = \sqrt{(P_p^V + \Delta P_T)^2 + Q_3^2}. \quad (4.5)$$

Расчетный ток одной цепи линии:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{НОМ}}. \quad (4.6)$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п} = I_{р.л.} \cdot 2. \quad (4.7)$$

Сечение проводов:

$$F_{э} = \frac{I_{р.л.}}{j_{э}}, \quad (4.8)$$

где $j_{э}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм².

Полученные данные сведем в таблицу 4.2:

Таблица 3.2 – Выбор ЛЭП

U _{НОМ} , кВ	S _{р.л.} , кВ·А	I _{р.л.} , А	I _п , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²
35	26803,5	270,75	541,5	246,13	240
110	27815,92	89,4	178,8	81,2	70

Для U_{НОМ} = 35 кВ выбираем ближайшее стандартное сечение АС-240/32 с последующими параметрами: I_{дл.доп.} = 610 А; r₀ = 0,12 Ом/км; x₀ = 0,405 Ом/км.

Для U_{НОМ} = 110 кВ выбираем ближайшее стандартное сечение АС-70/11 с последующими параметрами: I_{дл.доп.} = 265 А; r₀ = 0,428 Ом/км; x₀ = 0,432 Ом/км.

Потери активной энергии в линиях за год:

$$\Delta A_{пр} = n \cdot (3 \cdot I_{р.л.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (4.9)$$

где L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{пр(35кВ)} = 2 \cdot (3 \cdot 270,75^2 \cdot 0,12 \cdot 2,66 \cdot 2886,2) \cdot 10^{-3} = 405\,207 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta A_{пр(110кВ)} = 2 \cdot (3 \cdot 89,94^2 \cdot 0,428 \cdot 2,66 \cdot 2886,2) \cdot 10^{-3} = 159\,480 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

4.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП

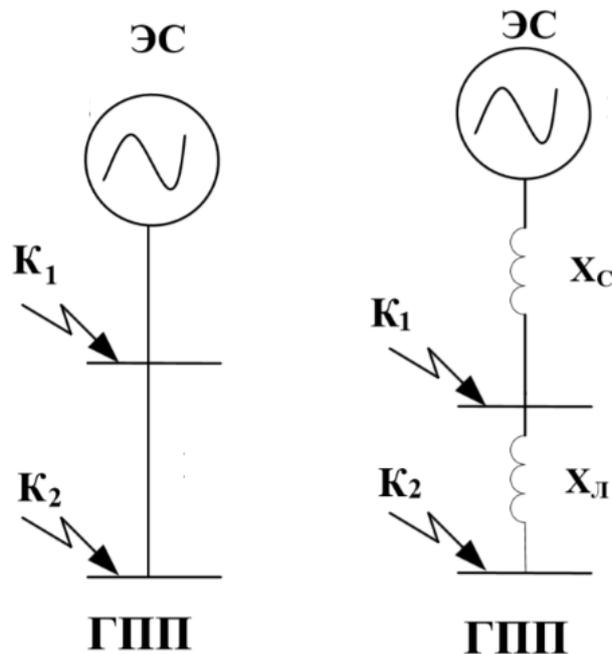


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема и схема замещения сети

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, принимаем значение 1000 МВА;

S_k – мощность короткого замыкания (МВА) на шинах подстанции энергосистемы.

За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, для 35 кВ – 36,75 кВ. Для 110 кВ – 115 кВ.

Сопротивление воздушной линии:

$$x = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.11)$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ или 35 кВ (точка К-1).

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$$

Ток короткого замыкания в начальный момент времени определяется как:

$$I_{п.0} = \frac{I_6}{X_c} \quad (4.12)$$

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п.0}, \quad (4.13)$$

где K_y – коэффициент ударный, равный 1,8.
Трехфазное короткое замыкание в точке К-2.
Ток короткого замыкания:

$$I_{п.0} = \frac{I_6}{X_c + X_L}$$

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п.0}.$$

Результаты расчета по формулам (4.10)-(4.13) сведем в таблицу 4.3:

Таблица 4.3 – Результаты по токам короткого замыкания

U _Б , кВ	S _к , МВА	x _с , о.е.	x _л , о.е.	I _{п.0(1)} , кА	I _{п.0(2)} , кА	i _{y1} , кА	i _{y2} , кА
36,75	490	2,04	0,8	7,7	5,53	19,6	14
115	2520	0,397	0,086	12,64	10,39	32,17	26,45

4.4 Выбор и сравнение выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов на напряжения 35, 110 кВ

Выбор аппаратуры производится в соответствии с ПУЭ.

Расчетные нагрузки учтены с учетом установки в перспективе трансформаторов номинальной мощности большей $S'_т$, то есть рассматривается большая мощность трансформатора по причине возможности разукрупнения предприятия:

$$I_{утяж.реж.} = \frac{1,4 \cdot S_{тт}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (4.14)$$

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

На стороне ВН к установке принимаю вакуумный выключатель ВБУ-35 с собственным временем отключения $t_{с.в.}=0,06$ с. Привод электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{п.0} = I_{п.т} = 7,7$ кА.

Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}, \quad (4.15)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время срабатывания защиты при котором короткое замыкание достигает наибольшего ударного тока.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы :

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,7 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,02}} = 0,328 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \cdot 20 = 5,65 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу или в виде кривой, равная 20 %.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$W_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 7,7^2 \cdot (0,17 + 0,02) = 11,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.18)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,07 = 0,17$ с; с;

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВБУ-35, равное 0,07 с.

Выбираем по каталогу разъединитель типа РГП 35/1000 с приводом типа ПР-К, так и двигательным приводом ПДС. Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателя и разъединителя на $U_{ном} = 35$ кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВБУ-35	Разъединитель РГП 35
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{утяж.реж.} = 541,5$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
	ВБУ-35	РГП 35
$B_k = 11,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{п.т}} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 0,328 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 5,65 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	–
$i_y = 19,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$

Выбор коммутационной аппаратуры проводим для $U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$ проводим по формулам (4.14)-(4.18):

$$I_{\text{утяж.реж.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тг}}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

На стороне ВН к установке принимаю элегазовый выключатель ВГБ-110 с собственным временем отключения $t_{\text{с.в.}}=0,035 \text{ с}$. Привод электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{\text{п.0}} = I_{\text{п.т}} = 12,64 \text{ кА}$.

Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы :

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,64 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 1,88 \text{ кА.}$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{отк}} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 14,14 \text{ кА.}$$

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$W_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,64^2 \cdot (0,55 + 0,02) = 91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,055 = 0,555 \text{ с};$

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВГБ-110, равное 0,055 с.

Выбираем по каталогу разъединитель типа SGF-123n с моторным приводом типа МТ 50. Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор выключателя и разъединителя на $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБ-110	Разъединитель SGF-123n
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{утяж.реж.} = 178,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_{а.т} = 1,88 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 5,65 \text{ кА}$	–
$I_{п.0} = 12,64 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 32,17 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 100 \text{ кА}$
$W_k = 91 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{п.т} = 12,64 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	–

Для защиты оборудования выбираем следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/88, ОПН-110/56 в нейтрале трансформатора.

4.4.1 Выбор контрольно-измерительного оборудования на 110 кВ

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки могут быть различными.

Выключатель ВГБ-110 комплектуется трансформаторами тока на номинальный первичный ток 600-1200А, номинальный вторичный ток 5А.

Контрольно-измерительные приборы на подстанции в цепи трансформатора связи с энергосистемой: амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой.

Таблица 4.6 – Контрольно-измерительные приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттварметр	СК3021	5	5	5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЦЭ6850ЭМ	4	4	4
Итого		9,6	9,6	9,6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{9,6}{25} = 0,384 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;
 I_2^2 - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}} = 1,2 - 0,384 - 0,1 = 0,716 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5;

$r_{\text{контактов}}$ - сопротивление контактов равным 0,1 Ом, принимаемое для двух приборов.

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,716} = 0,733 \text{ мм}^2, \quad (4.21)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции применяются провода с медными жилами, $\rho = 0,0175$;

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять $l_{\text{расч}}=30$ м.

По условию прочности сечение не должно быть меньше 2,5 мм².

Для установки на приборы выбираем кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

4.4.2 Выбор контрольно-измерительного оборудования на 35 кВ

Выбираем трансформатор тока ТФЗМ-35А, параметры которого представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры ТТ на стороне ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Трансформатор тока ТФЗМ-35А
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 541,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 19,6 \text{ кА}$	$I_{эл.дин.} = 134 \text{ кА}$
$B_k = 11,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4107 \text{ кА}^2\text{с}$

Таблица 4.8 – Вторичная нагрузка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттварметр	СК3021	5	5	5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЦЭ6850ЭМ	4	4	4
Итого		9,6	9,6	9,6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{9,6}{25} = 0,384 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{контактов} = 1,2 - 0,384 - 0,1 = 0,716 \text{ Ом},$$

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,716} = 0,73 \text{ мм}^2,$$

По условию прочности сечение не должно быть меньше 2,5 мм².

Для установки на приборы выбираем кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения. Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
35 кВ									
Счетчик активной и реактивной энергии	Цепи питающих, линии	ЦЭ6850 ЭМ	1	2	4	0,6	0,8	2,4	3,2
Вольтметр		ЩП72	1	1	6,0	1,00	0	6,00	-
Итого:								8,4	3,2
НАМИ-35УХЛ1								S _Σ =9	
110 кВ									
Счетчик активной и реактивной энергии	Цепи питающих, линии	ЦЭ6850 ЭМ	1	2	4	0,6	0,8	2,4	3,2
Вольтметр		ЩП72	1	1	6,0	1,00	0	6,00	-
Итого:								8,4	3,2
НАМИ-110УХЛ1								S _Σ =9	
S _{КЛ.ТОЧН2,0,5} =300 ВА		S _{КЛ.ТОЧН2,0,5} =300 ВА > S _Σ =9							

4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

Годовые затраты находятся по выражению:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\Sigma}, \quad (4.22)$$

где K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;
 E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, которые вычисляются по формуле:

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.23)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12;
 E_{ai} – отчисления на амортизацию;
 E_{oi} – расходы на обслуживание;
 C_{Σ} – стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по

формуле:

$$C_{\Sigma} = (\Delta A_{\text{пр}} + \Delta A_{\text{л}}) \cdot C'_0, \quad (4.24)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, которая определяется по формуле:

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.25)$$

где K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности, равна единице;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии – 0,341, руб/(кВт·ч);

α – основная ставка тарифа – 318,9, руб/(кВт·мес) ;

δ – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 – 1,05; 110 – 1,03.

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.22) – (4.25) сведен в таблицу 4.10 и 4.11.

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

Таблица 4.10 – Экономические показатели схемы внешнего электроснабжения
35 кВ

№	Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.				Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, кВт*ч	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
						Ен	Е _{oi}	Е _{ai}	Итого			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Двухцепная ВЛ-35 кВ	Км	2,66	4371,0	11627	0,12	0,003	0,028	0,15	1744	405207	709
2	Трансформатор ТДН-25000/35	Шт	2	14996	29992	0,12	0,03	0,063	0,213	6388	625302	1 094
3	Выключатель ВБУ-35	Шт	4	1000	4000	0,12	0,03	0,063	0,213	852	–	–
4	Разъединитель РГП-35	шт	6	172	1032	0,12	0,03	0,063	0,213	219,8	–	–
Всего по варианту					46651					9203,8	1030509	1803
Годовые затраты Зг, тыс.руб/год		11007										

Таблица 4.11 – Экономические показатели схемы внешнего электроснабжения
110 кВ

№	Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.				Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, кВт*ч	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
						Ен	Е _{oi}	Е _{ai}	Итого			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Двухцепная ВЛ-110 кВ	Км	2,66	4650,0	12369	0,12	0,003	0,028	0,15	1855	159480	273
2	Трансформатор ТДН-25000/110	Шт	2	15637	31274	0,12	0,03	0,063	0,213	3330	632576	1085
3	Выключатель ВГБ-110	Шт	4	1200	4800	0,12	0,03	0,063	0,213	1022	–	–
4	Разъединитель SGF-123п	шт	6	1230	7380	0,12	0,03	0,063	0,213	1571	–	–
Всего по варианту					55823					7778	792056	1358
Годовые затраты Зг, тыс.руб/год		9136										

$$\frac{Z_{35} - Z_{110}}{Z_{35}} \cdot 100\% \quad (4.26)$$

$$\frac{11007 - 9136}{11007} = 17 \%$$

По результату сравнения двух вариантов выбрана схема внешнего электроснабжения предприятия на 110 кВ, приведенные затраты которой ниже, по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ, на 17 %.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе для двух сравниваемых напряжения внешнего электроснабжения было выбрано как наиболее экономически рациональное напряжение 110 кВ, так как годовые затраты ниже на 17% приведенных годовых затрат 35 кВ. Следовательно в нашем проекте будет использоваться внешнее напряжение сети 110 кВ с выбранной схемой внешнего электроснабжения ЗН с оборудованием.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для электроснабжения очень мощных потребителей начинает применяться напряжение 110 кВ, причём подземная коммуникация электроэнергии осуществляется по кабельным линиям.

При отсутствии высоковольтных электродвигателей или иных нагрузок, питаемых от рассматриваемой схемы электроснабжения, нормы проектирования принимаем более высокое напряжение 10 кВ.

Число трансформаторов напряжением до 10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2–3 при их мощности 1000–2500 кВ·А и 3–4 – при меньших мощностях (исходя из пропускной способности кабельной линии, состоящей из одного кабеля).

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{Р.К.} = \frac{S_{Р.К.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}}, \quad (5.1)$$

где $S_{Р.К.}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

При питании однотрансформаторной цеховой подстанции это расчетная нагрузка трансформатора подстанции с учетом потерь, при питании двухтрансформаторной подстанции – расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь. Для магистральной линии мощность $S_{Р.К.}$ определяем для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{э} = \frac{I_{РК}}{j_{э}}, \quad (5.2)$$

где $j_{э} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при $T_{м} = 4500 \text{ ч/год}$.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле :

$$I'_{доп} = K_{П} \cdot K_{t} \cdot I_{доп} > I_{РК}. \quad (5.3)$$

где $K_{П}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае $K_{П} = 0,92$ при двух кабелях в траншее, $K_{П} = 1$ – в воздухе;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°C и температуре почвы $14,2^{\circ}\text{C}$ $K_t = 1,13$.

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

Под послеаварийным режимом кабельной линии понимаем режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий тогда допустимая перегрузка определяется по формуле:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{PK} . \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабельной линии в послеаварийном режиме:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{AB}}{n_K}, \quad (5.5)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, который определяется по зависимости от коэффициента предварительной загрузки кабеля

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I_{доп}} . \quad (5.6)$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot (U_H)^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% , \quad (5.7)$$

где P_p и Q_p – расчетные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию; r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км; l – длина кабельной линии, км.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями и проложим магистральным способом. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка шести кабелей) и, если кабели проходят через цех, в лотке. Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте имеются блуждающие токи, то, для прокладки в траншее, выбираем кабели типа ААШВУ. Под автомобильной дорогой кабель прокладывается в трубах.

Результаты выбора кабельных линий приведены в таблице 5.1:

Вывод по разделу пять

Было принято решение прокладки кабелей 10 кВ типа ААШВУ из-за наличия блуждающих токов и средней коррозионной активности магистральным способом по причине удобного расположения цехов. Кабели были проверены по допустимому току, потерям напряжения и допустимой перегрузкой.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

№	Цех	Конечные пункты КЛ	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	кол-во каб.	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	K _{тп} , о.е.	K _с , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
												норм реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	8	ГПП-ТП10	1839,3	1957,1	2528	145,95	104,25	120	ААШВУ	2	траншея	146	291,91	220	1	0,95	209	1,25	261,25	0,155	,245	,081	1,88
2	8	ТП10-ТП11	919,6	978,6	1264	72,98	52,13	50	ААШВУ	2	лотки	73	145,95	125	1	0,95	118,75	1,25	148,44	0,105	,589	,09	1,32
3	6	ГПП-ТП2	601,22	388,72	695,4	40,15	28,68	35	ААШВУ	2	траншея	40,15	80,3	105	1	0,95	99,75	1,25	124,69	0,21	0,42	,086	1,2
4	3	ТП2-ТП6	300,61	194,35	347,7	20,07	14,34	16	ААШВУ	2	траншея	20,07	40,15	74	1	0,95	70,3	1,25	87,88	0,178	1,94	,113	2,15
5	1	ТП6-ТП5	150,3	97,175	173,85	10,04	7,17	16	ААШВУ	2	траншея	10,04	20,07	74	1	0,95	70,3	1,25	87,88	0,095	1,94	,113	0,57
6	7	ГПП-ТП8	931,26	662,92	1139,4	65,78	46,99	50	ААШВУ	2	траншея	65,78	131,57	125	1	0,95	118,75	1,25	148,44	0,19	,589	0,09	2,3
7	7	ТП8-ТП9	465,63	331,46	569,7	32,89	23,49	25	ААШВУ	2	лотки	32,89	65,78	85	1	0,95	80,75	1,25	100,94	0,116	1,17	,099	1,34
8	4	ТП9-ТП1	232,81	165,73	284,85	16,45	11,75	16	ААШВУ	1	лотки	16,45	–	74	1	0,95	70,3	1,25	87,88	0,245	1,94	,113	0,94
9	9	ГПП-ТП13	1763,1	948,95	2174	125,52	89,65	95	ААШВУ	2	траншея лотки	125,5	251,03	190	1	0,95	180,5	1,25	225,63	0,197	0,31	,083	2,46
10	11	ТП13-ТП17	881,55	474,47	1087	62,76	44,83	50	ААШВУ	2	траншея	62,76	125,5	125	1	0,95	118,75	1,25	148,44	0,212	,589	0,09	2,38
11	9	ГПП-ТП12	2023,1	1185,6	2506	144,68	103,35	120	ААШВУ	2	траншея	144,68	289,4	220	1	0,95	209	1,25	261,25	0,089	,245	,081	1,05
12	11	ТП12-ТП16	1011,5	592,8	1253	72,34	51,67	50	ААШВУ	2	траншея	72,34	144,7	125	1	0,95	118,75	1,25	148,44	0,24	,589	0,09	3,11
13	15	ТП16-ТП4	505,75	296,4	626,5	36,17	25,84	25	ААШВУ	1	траншея	36,17	–	85	1	0,95	80,75	1,25	100,94	0,25	1,17	,099	1,55
14	10	ГПП-ТП15	788,1	455,1	869	50,17	35,84	35	ААШВУ	2	траншея	50,17	100,3	105	1	0,95	99,75	1,25	124,69	0,329	0,42	,086	2,43
15	12	ТП15-ТП7	394	227,55	434,5	25,09	17,92	25	ААШВУ	2	траншея	25,09	50,17	85	1	0,95	80,75	1,25	100,94	0,236	1,17	,099	2,28
16	10	ГПП-ТП14	1417,1	677,51	1510	87,18	62,27	70	ААШВУ	2	траншея	87,18	174,4	125	1	0,95	118,75	1,25	148,44	0,164	0,42	,086	2,14
17	13	ТП14-ТП3	708,75	338,75	755	43,59	31,14	35	ААШВУ	2	траншея	43,59	87,2	105	1	0,95	99,75	1,25	124,69	0,311	0,42	,086	2,03

Продолжение таблицы 5.1

№	Цех	Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	кол-во каб.	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	K _н , о.е.	K _с , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	Γ ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
												норм реж.	п										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
18	6	ГПП-4*СД	800	0	800	46,18	32,98	35	ААШВУ	1	траншея лотки	46,18	-	105	1	0,95	99,75	1,25	125	0,308	0,42	0,086	1,03
19	3	ГПП-6*АД	320	198,32	376,47	21,74	18,1	25	ААШВУ	1	траншея лотки	21,7	-	85	1	0,95	80,75	1,25	100,9	0,44	1,17	0,099	1,81
20	1	ГПП-4*СД	472,5	0	472,5	27,27	19,47	25	ААШВУ	1	траншея лотки	19,47	-	85	1	0,95	80,75	1,25	100,9	0,46	1,17	0,099	1,7
Кабельные линии 0,4 кВ																							
21	5	ТП2-НРП2	52,2	79,26	94,91	136,98	97,85	95	ААШВУ	2	траншея	136,98	-	260	1	0,95	247	1,25	308,75	0,064	0,31	,083	4,5
22	2	ТП1-НРП1	15,63	23,73	28,41	41,01	29,30	35	ААШВУ	1	траншея	41,01	-	145	1	0,95	137,75	1,25	172,2	0,02	0,42	,086	1,1
23	17	ТП3-НРП3	59,96	91,06	109,03	157,37	112,41	120	ААШВУ	2	траншея	157,37	-	300	1	0,95	285	1,25	356,25	0,063	,245	,081	4,3
24	14	ТП4-НРП4	91,2	60,24	109,30	157,76	112,69	120	ААШВУ	3	траншея	157,76	-	300	1	0,95	285	1,25	356,25	0,074	,245	,081	4,2
25	16	ТП4-НРП5	82	109,33	136,66	197,26	140,90	150	ААШВУ	3	траншея	197,26	-	335	1	0,95	318,25	1,25	397,81	0,075	,196	,074	3,8

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Изм. Лист

№ докум.

Подпись

Дата

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

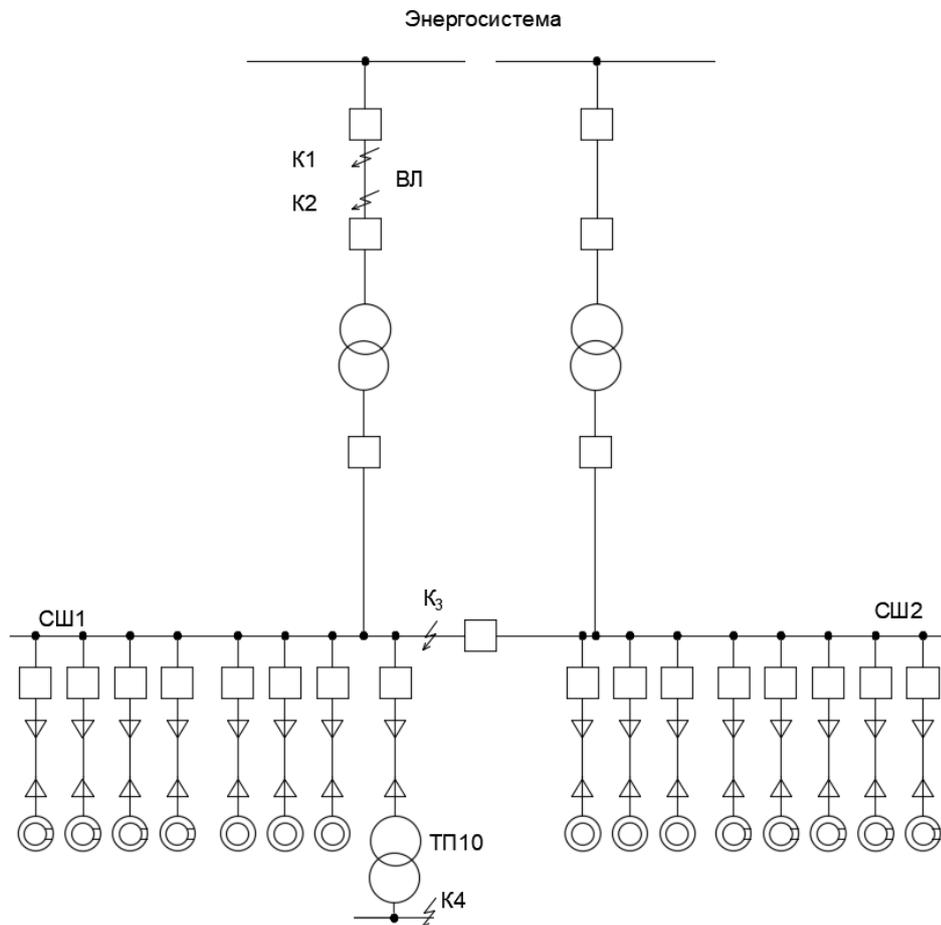


Рисунок 6.1 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

Для определения токов короткого замыкания учитывается режим, при котором токи короткого замыкания действуют на систему электроснабжения более пагубно. 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. В этом случае все асинхронные двигатели будут влиять на величину тока КЗ.

При определении токов КЗ в точках K1 и K2 подпитку от асинхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K3 участвуют все асинхронные двигатели, подключенные к двум секциям. При определении тока КЗ в точке K4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Лист

54

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

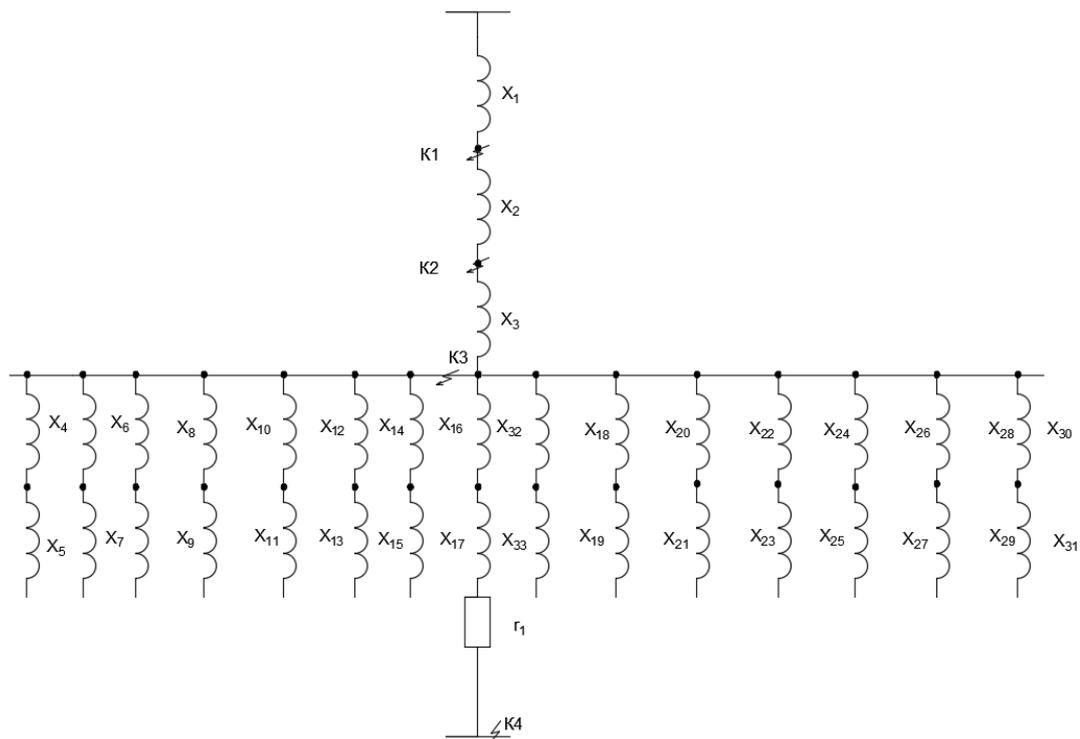


Рисунок 6.2 – Схема замещения

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:

$$x_1 = x_c = \frac{S_B}{S_{КЗС}} = \frac{1000}{2520} = 0,4,$$

где $S_{КЗС}$ – мощность короткого замыкания системы, МВА.

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{СР1}^2} = 0,444 \cdot 2,66 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,09,$$

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

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2,$$

Сопротивление кабельных линий для двигателей мощностью 630 кВт:

$$x_{4,6,8,10} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,099 \cdot 0,46 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,413.$$

Сопротивление кабельных линий для двигателей мощностью 1000 кВт:

$$x_{12,14,16,18} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,086 \cdot 0,308 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,24.$$

Сопротивление кабельных линий для двигателей мощностью 400 кВт:

$$x_{20,22,24,26,28,30} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,099 \cdot 0,44 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,395.$$

Сопротивление синхронного двигателя 630 кВт:

$$x_{5,7,9,11} = x_{CD} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{0,63} = 228,57.$$

Сопротивление синхронного двигателя 1000 кВт:

$$x_{13,15,17,19} = x_{CD} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{1} = 144.$$

Сопротивление асинхронного двигателя 400 кВт:

$$x_{21,23,25,27,29,31} = x_{AD} = \frac{1}{K_{пуск}} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot Z_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном} \cdot S_B}{P_{ном.АД}} = \frac{1}{6} \cdot \frac{0,9 \cdot 0,8 \cdot 1000}{0,4} = 300.$$

Точку К4 полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП10).

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП10:

$$x_{32} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,081 \cdot 0,155 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,114.$$

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

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_{33} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.т}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 37,5.$$

Активное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$r_1 = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{H.T.}^2} = 15000 \cdot \frac{1000}{1600^2} = 5,86.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$x_{33} = \sqrt{z_{33}^2 - r_1^2} = 37,03.$$

Токи КЗ в точках К1 и К2 были определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия. Для расчета тока короткого замыкания в точке К3 приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

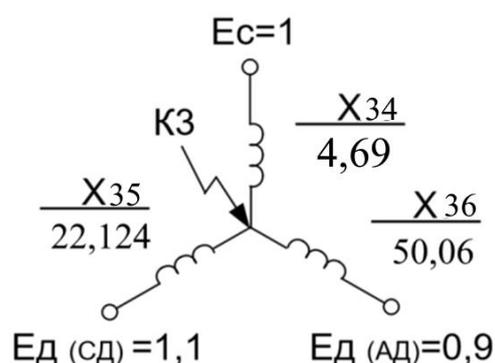


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Сопротивления на рисунке 6.3:

$$x_{34} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,4 + 0,09 + 4,2 = 4,69;$$

$$x_{35} = \frac{1}{\frac{1}{x_4 + x_5} + \frac{1}{x_6 + x_7} + \frac{1}{x_8 + x_9} + \frac{1}{x_{10} + x_{11}} + \frac{1}{x_{12} + x_{13}} + \frac{1}{x_{14} + x_{15}} + \frac{1}{x_{16} + x_{17}} + \frac{1}{x_{18} + x_{19}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,413 + 228,57} + \frac{1}{0,24 + 144}} = 22,124;$$

$$x_{36} = \frac{1}{\frac{1}{x_{20} + x_{21}} + \frac{1}{x_{22} + x_{23}} + \frac{1}{x_{24} + x_{25}} + \frac{1}{x_{26} + x_{27}} + \frac{1}{x_{28} + x_{29}} + \frac{1}{x_{30} + x_{31}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,395 + 300}} = 50,06.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_c = \frac{E_c}{x_{34}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1}{4,69} \cdot \frac{1000000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11,724 \text{ кА};$$

$$I_{д(СД)|0|} = \frac{E_{д(СД)}}{x_{37}} \cdot I_B = \frac{1,1}{22,124} \cdot 55 = 2,734 \text{ кА};$$

$$I_{д(АД)|0|} = \frac{E_{д(АД)}}{x_{38}} \cdot I_B = \frac{0,9}{50,06} \cdot 55 = 0,988 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К3:

$$I_{к3|0|} = I_c + I_{д(СД)|0|} + I_{д(АД)|0|} = 11,724 + 2,734 + 0,988 = 15,466 \text{ кА}.$$

Так как подпитку точки К3 от асинхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока К3 можно считать неизменной.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п.0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,466 = 39,37 \text{ кА}.$$

где K_y – коэффициент ударный, равный 1,8.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{п.0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,466 = 281,272 \text{ МВА}.$$

Ток короткого замыкания в точке К4.

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{34} + x_{35} + x_{36} = 4,69 + 22,124 + 50,06 = 76,874,$$

$$z_{39} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_1^2} = 77,09.$$

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{к34} = \frac{S_B}{z_{39}} = \frac{1000}{77,09} = 12,97 \text{ МВА}.$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к34}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{12,97}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 18,72 \text{ кА}.$$

Ударный ток К3:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к4} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 18,72 = 47,68 \text{ кА}.$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,8.

Результаты расчетов по всем точкам К3 представлены в таблице 6.1:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{\text{ср}}$ расчетной точки, кВ	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K_1	115	12,64	32,17	2520
K_2	115	10,29	26,42	2049,62
K_3	10,5	15,466	39,37	281,272
K_4	0,4	18,72	47,68	12,97

Выводы по разделу шесть

Рассчитаны токи короткого замыкания на вводе ГПП, на шинах энергосистемы и шинах 10 кВ и 0,4 кВ в наиболее тяжелом режиме системы электроснабжения. Расчет был сделан для дальнейшего выбора электрооборудования систем электроснабжения предприятия.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительно устройства главной понизительной подстанции

РУ НН ГПП выполняется комплектным из шкафов серии КРУ D – 12Р для внутренней установки. Шкаф КРУ D – 12Р комплектуется элегазовыми выключателями типа VD. Выбор VD обосновывается наличием большого номинального тока Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа с пружинным приводом. Завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем VD4. Проверка разъединителей КРУ не производится. 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 – 12Р
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 39,37 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 53,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

$$I_{УТЯЖ.ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5 \text{ А.} \quad (7.1)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 15,466^2 \cdot (0,175 + 0,05) = 53,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (7.2)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,075 = 0,175 \text{ с};$

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя VD4, равное 0,075 с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,05 с.

7.2 Выбор выключателей комплектного распределительного устройства

В ячейках КРУ типа D – 12P устанавливаются вакуумные выключатели типа VD собственным временем отключения $t_{CB} = 0,06$ с и полным временем отключения $t_{OB} = 0,075$ с. Амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле:

Расчетное время отключения $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания на стороне НН

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,466 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 5,39 \text{ кА.}$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \cdot 25 = 7,07 \text{ кА,}$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
		VD4-12.20.25
$u_{ном} \geq u_{уст}$	$u_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$u_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{утяж}$	$I_{утяж} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{ном.откл.} \geq I_{п,\tau}$	$I_{п,\tau} = 15,466 \text{ кА}$	$I_{ном.откл.} = 25 \text{ кА}$
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$	$i_{a,\tau} = 5,39 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 7,07 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 4,88 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 39,37 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$B_K = 53,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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-ТП10	10	145,95	291,91	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-300 -0,5/10P У3
ГПП-ТП2	10	40,15	80,3	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-100 -0,5/10P У3
ГПП-ТП8	10	65,78	131,57	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-150 -0,5/10P У3
ГПП-ТП13	10	125,52	251,03	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-300 -0,5/10P У3
ГПП-ТП12	10	144,68	289,4	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-300 -0,5/10P У3
ГПП-ТП15	10	50,17	100,3	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-150 -0,5/10P У3
ГПП-ТП14	10	87,18	174,4	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-200 -0,5/10P У3
ГПП-СД630	10	27,27	–	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-30 -0,5/10P У3
ГПП-СД1000	10	46,18	–	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-50 -0,5/10P У3
ГПП-АД400	10	21,74	–	15,46	39,37	VD4.12.06.16	ТЛК-10-30 -0,5/10P У3

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа D – 12P устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10 У3. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛ-10-2000-0,5/10P У3
$U_n \geq U_c$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_n \geq I_{утяж.гпп}$	$I_{утяж.гпп} = 1924,5$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$i_{дин.макс} \geq i_y$	$i_y = 39,37$ кА	$i_{дин.макс} = 128$ кА
$B_k \leq I^2_{терм} \cdot t_{терм}$	$B_k = 53,82$ кА ² ·с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

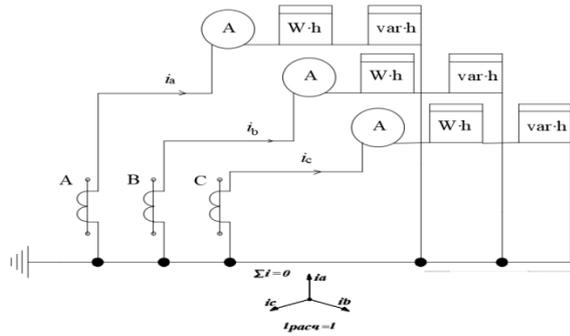


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока

Таблица 7.5 – Вторичная нагрузка

Прибор	Тип	. Нагрузка, ВА, фазы		
		A	B	C
Амперметр	СА3020	0,6	0,6	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2,5	2,5	2,5
Итого		2,6	2,6	2,6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,6}{25} = 0,104 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;
 I_2^2 - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}} = 0,8 - 0,104 - 0,05 = 0,646 \text{ Ом}, \quad (7.3)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5;

$r_{\text{контактов}}$ - сопротивление контактов равным 0,05 Ом, принимаемое для двух приборов.

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,646} = 0,162 \text{ мм}^2, \quad (7.4)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции применяются провода с медными жилами, $\rho = 0,0175$;

$l_{расч}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять $l_{расч} = 6$ м.

По условию прочности сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$.

Для установки на приборы выбираем кабель КРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$.

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.

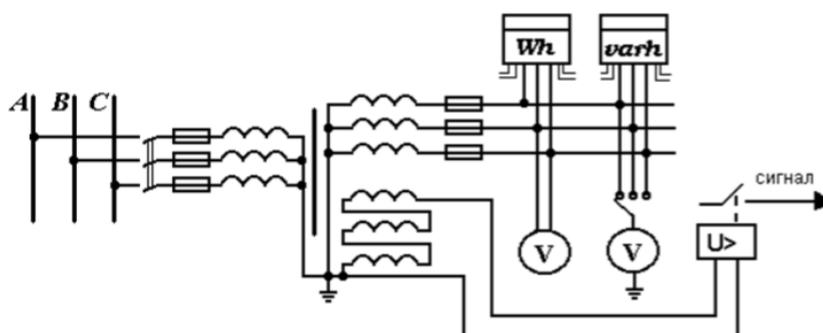


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. Выбираем НАМИ-10-95 УХЛ2, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $S_{ном} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$ в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{61^2 + 60^2} = 85,56 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 имеет мощность $200 \text{ В}\cdot\text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. Расчеты приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (сборные шины)	ЩП72	1	1	6,0	1,00	0	6,00	-	
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТ-4ТМ	1	2	2,5	0,6	0,8	3	4
Ваттварметр		СК3021	1	2	5	1	0	10	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-4ТМ	14	2	2,5	0,6	0,8	42	56
Итого:								61	60

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением 2,5 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10 УЗ и втычной разъединитель.

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

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

Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-8, на которой установлены два трансформатора типа ТМЗ-630. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки и предохранителя представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
		ВН-10/400-16з-УЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 64,66 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 64,66 \text{ А}$	$I_{НОМ. ОТКЛ.} = 400 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 39,37 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 41 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 153 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
		ПКТ102-10-80-31,5 УЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 64,66 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 80 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_K$	$I_K = 15,466 \text{ кА}$	$I_{НОМ. ОТКЛ.} = 31,5 \text{ кА}$

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМЗ-800:

$$I_{УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64,66 \text{ А.}$$

Тепловой импульс от протекания тока КЗ по формуле:

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 15,466^2 \cdot (0,58 + 0,06) = 153 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с};$

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,5 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя нагрузки, равное 0,08 с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,06 с.

На последующие вводы ТП, обладающие той же мощностью у трансформаторов и ниже, питающиеся по магистральным линиям, ставятся аналогичные выключатели нагрузки и предохранители.

Помимо этого на вводах ТП, трансформаторов, мощности которых превышает 1000 кВА, ставятся вакуумные выключатели. В качестве примера рассчитаем ТП10.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей 10 кВ

Расчетные данные		Условия выбора	Каталожные данные выключателя	Каталожные данные трансформатора тока
			ВРС-10-20/630	ТЛК-10-300/0,5 10Р
U, кВ	10,0	$U_{уст} = U_{ном}$	10,0	10,0
$I_{раб.утяж}$, А	291,91	$I_{ном} \geq I_{утяж}$	630	300
$I_{уд}$, А	39,37	$i_{дин} \geq i_{уд}$	52	52
$B_K, кА^2 \cdot с$	153	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	1200	768

Производим аналогичную установку вакуумных выключателей ВРС-10-20/630 с трансформаторами тока внутренней установки на остальные ТП.

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

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

Таблица 7.10 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_{п0}$, кА	$t_{рз}$, с	$t_{ов}$, с	T_a , с	$B_K, (кА)^2 \cdot с$	$C, \frac{А \cdot с^{\frac{1}{2}}}{мм^2}$	$F_{т.с.}, мм^2$
ГПП-ТП	15,46	0,7	0,06	0,12	210	91	159,25
ТП-ТП	15,46	0,5	0,06	0,12	162,53	91	140
ГПП-АД	15,46	0,01	0,06	0,12	45,41	91	74
ГПП-СД	15,46	0,01	0,06	0,12	45,41	91	74

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (7.5)$$

где $C = 91$. Коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $с^{1/2}/мм^2$;

Проверка остальных кабельных линий сведены в таблицу 7.10.

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

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-ТП10	120	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП10-ТП11	50	140	2хААШвУ 3х185
ГПП-ТП2	35	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП2-ТП6	16	140	2хААШвУ 3х150
ТП6-ТП5	16	140	2хААШвУ 3х150
ГПП-ТП8	50	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП8-ТП9	25	140	2хААШвУ 3х150
ТП9-ТП1	16	140	ААШвУ 3х150
ГПП-ТП13	95	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП13-ТП17	50	140	2хААШвУ 3х150
ГПП-ТП12	120	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП12-ТП16	50	140	2хААШвУ 3х150
ТП16-ТП4	25	140	ААШвУ 3х150
ГПП-ТП15	35	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП15-ТП7	25	140	2хААШвУ 3х150
ГПП-ТП14	70	159,25	2хААШвУ 3х185
ТП14-ТП3	35	140	2хААШвУ 3х150
ГПП-СД	35	74	ААШвУ 3х95
ГПП-АД	25	74	ААШвУ 3х95
ГПП-СД	25	74	ААШвУ 3х95

7.7 Выбор соединения силового трансформатора с РУНН ГПП

Для соединения силового трансформатора ГПП с ЗРУ НН используем комплектный токопровод типа ТЗКР-10-2000-128УХЛ1.

Таблица 7.12 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные данные	Каталог
$U_{уст} = U_{ном}, \text{кВ}$	10,0	10,0
$I_{ном} \geq I_{утяж}, \text{А}$	1924,5	2000
$i_{дин} \geq i_{уд}, \text{кА}$	39,37	81
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	53,82	2977

7.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Для питания устройств релейной защиты и автоматики, электромагнитов включения и отключения выключателей, подогрева выключателей в ячейках и помещений подстанции, а также освещения в ячейках ЗРУ-10 кВ установлены трансформаторы собственных нужд подстанции ТСН. Мощность трансформатора ТСН $S_{Т.НОМ.ТСН}$ ориентировочно принимается равной 0,1 % номинальной мощности силового трансформатора $S_{Т.НОМ.ГПП}$ подстанции.

$$S_{Т.НОМ.ТСН} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{Т.НОМ.ГПП}, \quad (7.6)$$

Проведем расчет:

$$S_{Т.НОМ.ТСН} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем два трансформатора типа ТМ-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов РПН

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-100/10/0,4-91У1, КТП-160/10/0,4-90У1, КТП400/10/0,4-84У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-800/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1, КТП-1600/10/0,4-84У1. Они комплектуются шкафами высокого напряжения с предохранителями и выключателями нагрузки, вакуумными выключателями, шкафами низкого напряжения с вводными и секционными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

На предприятии используются Masterpact UR – автоматический выключатель с объемными функциями, выполняющий отключение с очень малым количеством времени. Благодаря своей функции обнаружения повреждений и скорости срабатывания аппарат останавливает замыкание в процессе его развития.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов РПН

Номер ТП, РПН	Место установки выключателя	I _p , А	I _{утяж} , А	I _к , кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	323,2	–	18,72	MasterpactNT06
ТП-2	Вводной	636,53	1273	18,72	MasterpactNW16
	Секционный	891,1	–	18,72	MasterpactNW10
ТП-3	Вводной	1616,58	–	18,72	MasterpactNW20
ТП-4	Вводной	808,3	–	18,72	MasterpactNW10
ТП-5	Вводной	161,66	323,32	18,72	MasterpactNT06
	Секционный	226,324	–	18,72	MasterpactNT06
ТП-6	Вводной	161,66	323,32	18,72	MasterpactNT06
	Секционный	226,324	–	18,72	MasterpactNT06
ТП-7	Вводной	101	202	18,72	MasterpactNT06
	Секционный	141,4	–	18,72	MasterpactNT06
ТП-8	Вводной	636,53	1273	18,72	MasterpactNW16
	Секционный	891,1	–	18,72	MasterpactNW10
ТП-9	Вводной	636,53	1273	18,72	MasterpactNW16
	Секционный	891,1	–	18,72	MasterpactNW10
ТП-10	Вводной	1616,6	3233,2	18,72	MasterpactNW40
	Секционный	2263,24	–	18,72	MasterpactNW25
ТП-11	Вводной	1616,6	3233,2	18,72	MasterpactNW40
	Секционный	2263,24	–	18,72	MasterpactNW25
ТП-12	Вводной	1010,36	2020,72	18,72	MasterpactNW25
	Секционный	1414,5	–	18,72	MasterpactNW16
ТП-13	Вводной	1010,36	2020,72	18,72	MasterpactNW25
	Секционный	1414,5	–	18,72	MasterpactNW16
ТП-14	Вводной	1010,36	2020,72	18,72	MasterpactNW25
	Секционный	1414,5	–	18,72	MasterpactNW16
ТП-15	Вводной	1010,36	2020,72	18,72	MasterpactNW25
	Секционный	1414,5	–	18,72	MasterpactNW16
ТП-16	Вводной	1616,6	3233,2	18,72	MasterpactNW40
	Секционный	2263,24	–	18,72	MasterpactNW25
ТП-17	Вводной	1616,6	3233,2	18,72	MasterpactNW40
	Секционный	2263,24	–	18,72	MasterpactNW25
НРП1	Вводной	51,2	–	18,72	CompactNS100
НРП2	Вводной	179	–	18,72	CompactNS250
НРП3	Вводной	192,4	–	18,72	CompactNS250
НРП4	Вводной	211,64	–	18,72	CompactNS250
НРП5	Вводной	220	–	18,72	CompactNS250

7.10 Выбор кабелей, шинопроводов, распределительных щитов и коммутационной аппаратуры в ремонтно-механическом цехе

В ремонтно-механическом цехе произведем выборку следующих типов шинопроводов:

Распределительный и магистральный а так же троллейный шинопровод выбирается по следующим условиям:

$$I_{НОМ} > I_{РАСЧ};$$

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{р.ш.} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{НОМ}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos\varphi + x_{0.ш} \cdot \sin\varphi) \leq \Delta U_{доп}, \quad (7.7)$$

где $I_{р.ш.}$ – ток расчетный шинопровода, питающий электроприемники, А;
 $L_{ш}$ – длина секции шинопровода, м;
 $r_{0.ш}$ – удельное активное сопротивление шинопровода мОм/м;
 $x_{0.ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинопровода мОм/м;
 $\Delta U_{доп}$ – допустимые потери напряжения, 5%.

Для примера рассчитаем ШР-3.2.

$$250 > 218,9 \text{ А.}$$

$$\frac{\sqrt{3} \cdot 218,9 \cdot 24 \cdot 100}{380} \cdot (0,226 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 + 0,165 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8) = 0,64 \leq 5 \text{ \%}.$$

Несмотря на небольшой ток [см. таблица 1.1], полученный в расчетах у кранов-балки мы будем использовать троллейный шинопровод по причине больших размеров ремонтно-механического цеха. Использование гибкого кабеля снижает надежность.

Последующие расчеты приведены в таблицу 7.14.

Таблица 7.14 – Выбор шинопровода

Тип	Марка	$I_{НОМ}$, А	$I_{РАСЧ}$, А	$r_{0.ш}$, $\frac{мОм}{м}$	$x_{0.ш}$, $\frac{мОм}{м}$	$\Delta U_{доп}$, %
ШР-1	KLM-R	100	51,87	0,251	0,183	0,313
ШР-3.1	KLM-R	160	148,8	0,251	0,183	0,452
ШР-3.2	KLM-R	250	218,9	0,226	0,165	0,711
ШР-4	KLM-R	315	291	0,193	0,149	2,55
ТШР-1	ЕРМАК	40	1,29	2,7	0,45	0,062
ТШР-2	ЕРМАК	40	1,29	2,7	0,45	0,0316
ШМ-1	Hercules	630	621	0,093	0,048	2,84
ШР-2	KLM-R	100	16,8	0,251	0,183	0,09
ШР-5.1	KLM-R	100	78,2	0,251	0,183	0,33
ШР-5.2	KLM-R	100	96,64	0,251	0,183	0,16
ШР-5.3	KLM-R	100	87	0,251	0,183	0,07
ШР-5.4	KLM-R	100	74,96	0,251	0,183	0,24
ШМ-2	Hercules	630	289	0,093	0,048	0,844
ТШР-3	ЕРМАК	40	16,53	2,7	0,45	1,37

В ремонтно-механическом цехе расположено небольшое количество электроприемников большой мощности, поэтому принято решение запитывать их с помощью распределительного пункта. Расчет выполняется только с одним условием, чтобы ток номинальный превышал ток расчетный. Выбор ПР сведено в таблицу 7.15.

Таблица 7.15 – Выбор шинпровода

Тип	Марка	I _{НОМ} , А	I _{РАСЧ} , А
ПР-1	ПР8503-2009-У3	400	206
ПР-2	ПР8503-2024-У3	400	203,3
ПР-3	ПР8503-2009-У3	400	215

Выбор отходящих и вводных автоматических выключателей, кабелей для электрооборудования произведем в таблице 7.16, рассматривая следующие условия:

Номинальный ток ЭП определяется:

$$I_P = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi} \quad (7.8)$$

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

Выбор автоматических выключателей производится по условиям:

$$I_{НОМ.В} > I_P.$$

$$I_{ОТКЛ} > I_K^{(3)}.$$

Выбор питающего кабеля произведем по условию:

$$I_{ДЛ.ДОП.} > I_P.$$

Таблица 7.16 – Выбор коммутационного оборудования и питающих кабелей

Наименование	I _P , А	I _K ⁽³⁾ , кА	Кабель		Автоматический выключатель		
			I _{ДЛ.ДОП.} , А	Тип	I _{НОМ.В} , А	I _{ОТКЛ} , кА	Тип
1	2	3	4	5	6	7	8
ППР-3.2							
16.1 Станок заточной	4	18,72	26	НYY-5x1.5	16	20	ВА04-31Про
16.2	4	18,72	26	НYY-5x1.5	16	20	ВА04-31Про
14.1 Печь электрическая	91,16	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
14.2	91,16	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
14.3	91,16	18,72	128	NYU-5x25	100	25	BA04-35Про
15.1 Выпрямитель сварочный	41,24	18,72	56	NYU-5x6	50	25	BA04-31Про
15.2	41,24	18,72	56	NYU-5x6	50	25	BA04-31Про
15.3	41,24	18,72	56	NYU-5x6	50	25	BA04-31Про
ШР-3.1							
12. Вибратор	6,54	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
12.1	6,54	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
ШР-3.1 – Однофазные ЭП							
13.1.1 Установка высокочастотная	156,6	18,72	185	NYU-3x50	160	25	BA04-35Про
13.1.2	156,6	18,72	185	NYU-3x50	160	25	BA04-35Про
13.2.1 Станок электроимпульс	15,9	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
13.3.1 Тр-р сварочный	15,9	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
13.3.2	15,9	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
13.3.3	15,9	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
13.3.4	15,9	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
ШР-1							
1. Станок для заточки сверл	20	18,72	34	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
1.1	20	18,72	34	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
2. Станок универсальный	33,42	18,72	44	NYU-5x4	40	20	BA04-31Про
2.1	33,42	18,72	44	NYU-5x4	40	20	BA04-31Про
2.2	33,42	18,72	44	NYU-5x4	40	20	BA04-31Про
3. Станок для заточки протяж	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
3.1	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
3.2	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
3.3	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
3.4	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
4. Станок для доводки резцов	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
4.1	3	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
5. Станок обдирочно-шлиф	20	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
6. Станок координатно-рас	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.1	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.2	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.3	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.4	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.5	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.6	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
6.7	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-4							
17. Ножницы гильотинные	21	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
18. Ножницы листовые	8,18	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
18.1.	8,18	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
19. Молот	65,44	18,72	98	NY-5x16	80	20	BA04-31Про
20. Пресс	16,4	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
21. Станок полировальный	92,24	18,72	128	NY-5x25	100	25	BA04-35Про
21.1	92,24	18,72	128	NY-5x25	100	25	BA04-35Про
22. Машина стыковой сварки	91,16	18,72	128	NY-5x25	100	25	BA04-35Про
22.1	91,16	18,72	128	NY-5x25	100	25	BA04-35Про
24. Ванна цианистая	19	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
24.1	19	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
24.2	19	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
25. Ванна для подогрева масла	13	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26. Вентилятор	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.1	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.2	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.3	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.4	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.5	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.6	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
26.7	5	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
ТШР-1							
7. Кран-балка	3	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
ТШР-2							
23. Кран-балка	3	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
ТПЗ-ШМ1							
ШМ1	621	18,72	700	2xBBГнг-LS-4x185	630	50	BA50-39ПроН
ШР-2							
8. Станок плоскошлифовал	10	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
8.1	10	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
8.2	10	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
8.3	10	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
8.4	10	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
9. Станок обдирочно-шлиф	5,6	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
9.1	5,6	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
10. Станок заточной	4	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
10.1	4	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
11. Станок сверлильный	5,14	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
ШР-5.1							
30. Станок обдирочно-шлиф	20	18,72	44	NY-5x2.5	25	20	BA04-31Про
31. Станок горизонтально- фрезерный	51	18,72	75	NY-5x10	63	20	BA04-31Про
31.1	51	18,72	75	NY-5x10	63	20	BA04-31Про
32. Станок токарный	49	18,72	75	NY-5x10	63	20	BA04-31Про
32.1	49	18,72	56	NY-5x6	50	20	BA04-31Про
32.2	49	18,72	56	NY-5x6	50	20	BA04-31Про
32.3	49	18,72	56	NY-5x6	50	20	BA04-31Про
33. Станок шлиф	13	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
34. Станок сверл	3,74	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
34.1	3,74	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
35. Станок радиально-сверл	11	18,72	26	NY-5x1.5	16	20	BA04-31Про
36. Станок заточной для пил	38	18,72	56	NY-5x6	50	20	BA04-31Про
ШР-5.2							
37. Станок вертикально-фр	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.1	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.2	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.3	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.4	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.5	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.6	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.7	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.8	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.9	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.10	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
37.11	27	18,72	44	NY-5x4	32	20	BA04-31Про
38. Станок токарно-винторез	66,85	18,72	98	NY-5x16	80	20	BA04-31Про
38.1	66,85	18,72	98	NY-5x16	80	20	BA04-31Про
38.2	66,85	18,72	98	NY-5x16	80	20	BA04-31Про
39. Станок горизон-фрезерн	34	18,72	44	NY-5x4	40	20	BA04-31Про
39.1	34	18,72	44	NY-5x4	40	20	BA04-31Про

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
40. Станок строгальный	11	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
41. Станок плоско-шлифов	30	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
41.1		18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
ШР-5.3							
42. Станок кругло-шлифов	85	18,72	128	NYU-5x25	100	25	BA04-35Про
42.1	85	18,72	128	NYU-5x25	100	25	BA04-35Про
42.2	85	18,72	128	NYU-5x25	100	25	BA04-35Про
43. Станок токарно-затылоч	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
43.1	16	18,72	26	NYU-5x1.5	20	20	BA04-31Про
44. Станок резьбо-шлифов	10	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
47. Станок горизонт-расточн	24	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
47.1	24	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
ШР-5.4							
45. Станок внутришлифовал	17	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
45.1	17	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
45.2	17	18,72	44	NYU-5x2.5	25	20	BA04-31Про
46. Станок токарно-винторез	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.1	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.2	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.3	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.4	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.5	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.6	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.7	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
46.8	29	18,72	44	NYU-5x4	32	20	BA04-31Про
48. Пила дисков	6	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
48.1	6	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
48.2	6	18,72	26	NYU-5x1.5	16	20	BA04-31Про
49. Диск отрезной	35,2	18,72	44	NYU-5x4	40	20	BA04-31Про
49.1	35,2	18,72	44	NYU-5x4	40	20	BA04-31Про
ТПЗ-ШМ2							
ШМ2	289	18,72	440	2xBBГнг-LS-4x95	400	50	BA50-39ПроH
ПР-1							
27. Печь электрич камерн	141	18,72	180	BBГнг-LS-4x70	160	25	BA04-35Про
27.1	141	18,72	180	BBГнг-LS-4x70	160	25	BA04-35Про

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
ТПЗ-ПР-1							
ПР-1	206	18,72	260	ВВГнг-LS-4x120	250	25	ВА04-35Про
ПР-2							
28. Печь шахтная	93	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
28.1	93	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
28.2	93	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
ТПЗ-ПР-2							
ПР-2	203,3	18,72	260	ВВГнг-LS-4x120	250	25	ВА04-35Про
ПР-3							
29. Ванная соляная	143	18,72	180	ВВГнг-LS-4x70	160	25	ВА04-35Про
29.1	143	18,72	180	ВВГнг-LS-4x70	160	25	ВА04-35Про
ТПЗ-ПР-3							
ПР-3	215	18,72	260	ВВГнг-LS-4x120	250	25	ВА04-35Про
ТШР-3							
50. Кран-балка	16,1	18,72	44	НYY-5x2.5	25	20	ВА04-31Про
50.1	16,1	18,72	44	НYY-5x2.5	25	20	ВА04-31Про
ТПЗ-ТШР-3							
ТШР-3	16,53	18,72	44	НYY-5x2.5	25	20	ВА04-31Про
ШМ1-(Т)ШР№							
ШМ1-ШР-1	51,87	18,72	98	НYY-5x16	80	20	ВА04-31Про
ШМ1-ШР-3.1	148,8	18,72	180	ВВГнг-LS-4x70	160	25	ВА04-35Про
ШМ1-ШР-3.2	218,9	18,72	260	ВВГнг-LS-4x120	250	25	ВА04-35Про
ШМ1-ШР-4	291	18,72	440	2xВВГнг-LS-4x95	400	50	ВА50-39ПроН
ШМ1-ТШР-1	1,29	18,72	26	НYY-5x1.5	16	20	ВА04-31Про
ШМ1-ТШР-2	1,29	18,72	26	НYY-5x1.5	16	20	ВА04-31Про
ШМ2-ШР№							
ШМ2-ШР5.1	78,2	18,72	98	НYY-5x16	80	20	ВА04-31Про
ШМ2-ШР5.2	96,64	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
ШМ2-ШР5.3	87	18,72	128	НYY-5x25	100	25	ВА04-35Про
ШМ2-ШР5.4	74,96	18,72	98	НYY-5x16	80	20	ВА04-31Про

Вывод по разделу семь

В этом разделе просчитаны токи электроприемников для нахождения коммутационного оборудования и питающих кабелей в РМЦ. Выбрано оборудование и кабели на напряжении 10 кВ, так же помимо выбора были проведены различные проверки на механическую и термическую стойкость.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				77

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Параметры схемы рассчитываются по формулам:

$$r_{л} = r_{уд} \cdot L = \frac{1}{\gamma \cdot F} \cdot L, \quad (8.1)$$

где L – длина линии, км;

$r_{уд}$ – удельное сопротивление жил кабеля, Ом/км;

F – сечение жилы кабеля, мм²;

γ – удельная проводимость материала жил кабеля, м/(Ом·мм²), для алюминиевых жил $\gamma = 32$.

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U_{н})^2}{(S_{нт})^2}, \quad (8.2)$$

Потери реактивной мощности трансформатора берутся из раздела «Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия»

$$Q_{эс1} = \frac{P_{р.п} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{эс}}{2}. \quad (8.3)$$

При этом считаем, что на стороне НН ТП установлена основная группа БК, мощность которой рассчитана в разделе 2. Поэтому считаем, что со стороны НН потребляется реактивная мощность

$$Q_{1,i} = \frac{Q_{li}}{2}. \quad (8.4)$$

Также в составе электроприемников имеется 4 синхронных двигателя мощностью 630 и 4 синхронных двигателя 1000 кВт, а так же 6 асинхронных двигателя мощностью 400 кВт:

Таблица 8.1 – Результаты расчета параметров схемы замещения

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.}$, кВА	$Q_{1,i}$, квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{трi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП14	1000	343,7	51,32	1,08	0,026
ТП3	800	242	40,512	0,95	0,061
ТП15	1000	343,7	51,32	1,08	0,052
ТП7	100	56,94	3,17	1,97	0,046
ТП13	1000	172,57	54,88	1,08	0,031
ТП17	1600	636,15	85,36	0,9375	0,042
ТП12	1000	172,57	54,88	1,08	0,014
ТП16	1600	636,15	85,36	0,9375	0,047

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.}$, кВА	$Q_{1,i}$, квар	$\Delta Q_{гi}$, квар	$R_{гri}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП8	630	262	52,6	0,2	0,03
ТП9	630	262	52,6	0,2	0,023
ТП10	1600	902,68	75,9	0,9375	0,025
ТП11	1600	902,68	75,9	0,9375	0,017
ТП2	630	216	25,79	0,2	0,033
ТП6	160	72,45	3,77	1,6875	0,035
ТП5	160	33,47	3,12	1,6875	0,019
Итого	–	4 446,34	576,242	–	–

Таблица 8.2 – Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном}$, кВ	$P_{сд,и}$, кВт	$Q_{сд,и}$, квар	N_i , шт	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД 1-2	СДТ	10	1000	-505	2	3,21	3,03
СД 5-6	СДТ	10	630	-320	2	2,07	3,44
АД1-3	ДАЗО	10	400	248	3	–	–

Синхронный двигатель в зависимости от загрузки $\beta_{сд}$ по активной мощности может работать в режиме перевозбуждения, то есть дополнительно генерировать реактивную мощность сверх номинальной при номинальном напряжении питания и номинальном токе возбуждения. Эту мощность называют располагаемой реактивной мощностью СД и определяют ее по формуле:

$$Q_{сд,и} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд,и}^2 + Q_{сд,и}^2}, \quad (8.5)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сд}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{Hi}$.

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд} = 0,9$.

$$Q_{сд,и1-2} = 0,65 \cdot 2 \cdot \sqrt{1000^2 + 505^2} = 1456 \text{ квар};$$

$$Q_{сд,и5-6} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 848 \text{ квар}.$$

Таблица 8.3 – Затраты на генерацию реактивной мощности

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд.ми},$ Мвар	$Z_{1г.сдi},$ руб/Мвар	$Z_{2г.сдi},$ руб/Мвар ²	$R_{э.сдi},$ Ом	$Q_{сдi},$ Мвар
СД 1-4	1,456	22513	21040	0,642	1,356
СД4-8	0,848	22910	59491	1,75	0,513
Итого	2,3	–	–	–	1,869

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности C_0 , руб./((кВт·год), от протекания реактивной мощности по электрическим сетям определяется:

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha). \quad (8.6)$$

Все значения известны из технико-экономического сравнения.

$$C_0 = 1,03 \cdot (0,341 \cdot 2886,2 + 3826,8) = 4955,32 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

Отметим 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 ($Q_{эс}$) и высоковольтных СД предприятия ($Q_{сд}$).

Затраты на генерацию реактивной мощности для низковольтных БК напряжением 380 В:

$$Z_{1г.кнi} = E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta p_{БКН} \quad (8.7)$$

где E – нормативные отчисления от стоимости;

$K_{БКН}$ – удельная стоимость батарей конденсаторов с индексом изменения сметной стоимости оборудования на III квартал 2019 г. по отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» по отношению к сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 г равная $80,6 \cdot 12000 = 967\,200$ руб./Мвар;

$\Delta p_{БКН}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар.

$$Z_{1г.кнi} = 0,223 \cdot 967200 + 4955,32 \cdot 4 = 235506,88 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для высоковольтных БК напряжением 10 кВ:

$$Z_{1г.кв} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta p_{БКВ} = 0,223 \cdot 80,6 \cdot 6000 + 4955,32 \cdot 2 =$$

$$= 117753,44 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для синхронных двигателей:

$$Z_{1г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд,ni}}; \quad (8.8)$$

$$Z_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд,ni}^2}. \quad (8.9)$$

$$Z_{1г.сд1-2} = 4955,32 \cdot \frac{3,21}{0,505} = 31\,498 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{1г.сд5-6} = 4955,32 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 32\,055 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{2г.сд1-2} = 4955,32 \cdot \frac{3,03}{2 \cdot 0,505^2} = 29\,438 \text{ руб./Мвар}^2;$$

$$Z_{2г.сд5-6} = 4955,32 \cdot \frac{3,44}{2 \cdot 0,32^2} = 83\,234 \text{ руб./Мвар}^2.$$

Результаты расчета затрат для СД сведены в таблицу 8.3.

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

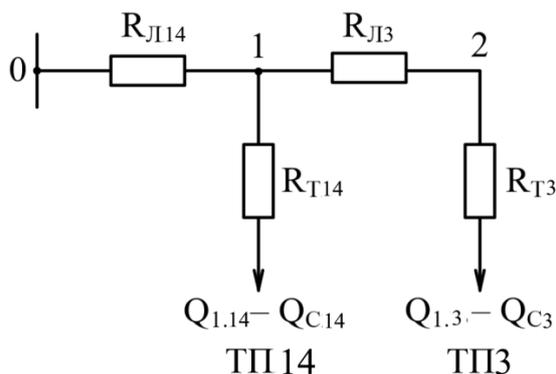


Рисунок 8.1 – Пример схемы замещения магистральной линии с двумя цеховыми трансформаторными подстанциями

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы:

$$\frac{1}{R_{Э,Т1}} = \frac{1}{R_{Т14}} + \frac{1}{R_{Л3} + R_{Т3}} = \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,061 + 0,95} = 0,522.$$

С учётом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП14 и ТП3:

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{R_{Л14}}{R_{Э,Т1}}\right) \cdot R_{Т14} = \left(1 + \frac{0,026}{0,522}\right) \cdot 1,08 = 1,134;$$

$$R_{Э3} = \left(1 + \frac{R_{Л14}}{R_{ЭТ1}}\right) \cdot (R_{Л3} + R_{Т3}) = \left(1 + \frac{0,026}{0,522}\right) \cdot (0,061 + 0,95) = 1,061.$$

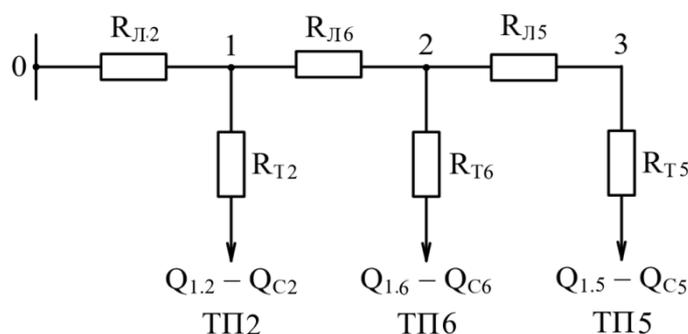


Рисунок 8.2 – Схема замещения магистральной линии с тремя цеховыми трансформаторными подстанциями

Эквивалентная проводимость точек 2 и 1 схемы рисунка 8.2:

$$\frac{1}{R_{ЭТ2}} = \frac{1}{R_{Т6}} + \frac{1}{R_{Л5} + R_{Т5}} = \frac{1}{1,6875} + \frac{1}{0,019 + 1,6875} = 0,848;$$

$$\frac{1}{R_{ЭТ1}} = \frac{1}{R_{Т2}} + \frac{1}{R_{Л6} + R_{ЭТ2}} = \frac{1}{0,2} + \frac{1}{0,035 + 0,848} = 1,061.$$

Эквивалентные сопротивления:

$$R_{Э4} = \left(1 + \frac{R_{Л2}}{R_{ЭТ1}}\right) \cdot R_{Т2} = \left(1 + \frac{0,033}{1,061}\right) \cdot 0,2 = 0,2;$$

$$R_{Э5} = \left(1 + \frac{R_{Л2}}{R_{ЭТ1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{Л6}}{R_{ЭТ2}}\right) \cdot R_{Т6} = \left(1 + \frac{0,033}{1,061}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,035}{0,848}\right) \cdot 1,6875 = 1,811;$$

$$\begin{aligned} R_{Э6} &= \left(1 + \frac{R_{Л2}}{R_{ЭТ1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{Л6}}{R_{ЭТ2}}\right) \cdot (R_{Л5} + R_{Т5}) \\ &= \left(1 + \frac{0,033}{1,061}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,035}{0,848}\right) \cdot (0,019 + 1,6875) = 1,832. \end{aligned}$$

Остальные расчеты записываем в таблицу 8.4. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10} = 3_{1Г}$).

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}}, \quad (8.10)$$

$$a = \frac{1000}{U_H^2}; \quad (8.11)$$

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.КН}}}{2aC_0}; \quad (8.12)$$

$$z = \frac{117753,44 - 235506,88}{2 \cdot 10 \cdot 4955,32} = -1,188 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом};$$

$$Q_{C14} = 0,3437 + 0,05132 + \frac{-1,188}{1,134} = -0,653 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C3} = 0,242 + 0,040512 + \frac{-1,188}{1,061} = -0,837 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C2} = 0,216 + 0,02579 + \frac{-1,188}{0,2} = -5,75 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C6} = 0,07245 + 0,00377 + \frac{-1,188}{1,811} = -0,58 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C5} = 0,03347 + 0,00312 + \frac{-1,188}{1,832} = -0,612 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчётов мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 8.4.

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями СД, подключенными к секции 1СШ 10 кВ ГПП при условии $Q_0 > 0$:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (8.13)$$

где $R_{\text{э.СД1-2}} = \frac{R_{\text{ЛСД1-2}}}{N_{1-2}} + \frac{3_{2\text{Г.СД1-2}}}{a \cdot C_0}$ – эквивалентное сопротивление СД;

$$R_{\text{э.СД1-2}} = \frac{0,0955}{2} + \frac{29438}{10 \cdot 4955,32} = 0,642 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{СД1-2}} = \frac{117753,44 - 31498}{2 \cdot 10 \cdot 4955,32 \cdot 0,642} = 1,356 \text{ Мвар}.$$

$$R_{\text{э.СД5-7}} = \frac{0,1426}{2} + \frac{83234}{10 \cdot 4955,32} = 16,868 \text{ Ом};$$

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$Q_{\text{СД5-7}} = \frac{117753,44 - 32055}{2 \cdot 10 \cdot 4955,32 \cdot 16,868} = 0,513 \text{ Мвар.}$$

Таблица 8.4 – Расчет оптимальной мощности БК-0,38 и БК-10 кВ

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{сi} , Мвар		Q _{кi} , квар	Q _{кi} + Q _{сi} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сгi} , квар
		расчетное	принятое				
ТП14	1,134	-0,653	0	293,4	293,4	УКРМ-0,4-300	300
ТП3	1,061	-0,837	0	473,18	473,18	УКРМ-0,4-475	475
ТП15	1,16	-0,735	0	293,4	293,4	УКРМ-0,4-300	300
ТП7	2,166	-0,432	0	8,77	8,77	–	–
ТП13	1,145	-0,935	0	549,17	549,17	УКРМ-0,4-550	550
ТП17	1,04	-0,642	0	304,27	304,27	УКРМ-0,4-300	300
ТП12	1,1	-0,9	0	549,17	549,17	УКРМ-0,4-550	550
ТП16	1	-0,7	0	304,27	304,27	УКРМ-0,4-300	300
ТП8	0,257	-3,99	0	60,8	60,8	УКРМ-0,4-60	60
ТП9	0,287	-3,34	0	60,8	60,8	УКРМ-0,4-60	60
ТП10	0,987	-0,2	0	23,16	23,16	УКРМ-0,4-20	20
ТП11	1	-0,2	0	23,16	23,16	УКРМ-0,4-20	20
ТП2	0,2	-5,75	0	22,89	22,89	УКРМ-0,4-20	20
ТП6	1,811	-0,58	0	–	–	–	–
ТП5	1,832	-0,612	0	6,7	6,7	–	–
Итого							2971,5
ГПП	–	0,539	0,539	–	–	УКЛ-10,5-600	600
Итого	–	–	0,539	2973,1	3512,14	–	3571,5

Мощность высоковольтной БК Q_{с0}, подключаемой к секции 1СШ ГПП, определяется из условия баланса потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{15} (Q_{1,i} + \Delta Q_{тi}) + \sum_{k=1}^3 Q_{\text{Ад}} + \Delta Q_{\text{т.гпп}} - \sum_{i=1}^{15} Q_{\text{сi}} - \sum_{i=1}^4 Q_{\text{СД}} - Q_{\text{э1}}. \quad (8.14)$$

В последнем выражении неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности (Q_э = 2 · Q_{э1}), передаваемой энергосистемой заводу. Q_э определяется как минимальная величина из двух расчётных значений:

$$Q'_{\text{э}} = \text{tg}\varphi \cdot P_{\text{P}}^V = 0,5 \cdot 24,787 = 12,394 \text{ Мвар};$$

$$Q''_{\text{э}} = Q_{\text{P}} - \frac{0,7}{K_{\text{Н.Р}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{СД}Mi}, \quad (8.15)$$

где Q_Р – потребляемая реактивная мощность завода:

$$Q_{\text{P}} = 2 \cdot Q_{\text{П.ГПП}} = 2 \cdot 5,98 = 11,96 \text{ Мвар};$$

$$Q_{п.гпп} = \sum_{i=1}^{15} (Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{k=1}^3 Q_{Ад} + \Delta Q_{т.гпп} =$$

$$= 4,466 + 0,576 + 3 \cdot 0,248 + 0,1939 = 5,98 \text{ Мвар};$$

$K_{н.р}$ – коэффициент несовпадения.

$$Q''_{\text{э}} = 11,96 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2 \cdot 2,3 = 8,17 \text{ Мвар.}$$

Минимальным является второе расчётное значение $Q''_{\text{э}}$, которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок, следовательно, $Q_{\text{э}1} = 4,085 \text{ Мвар}$.

После определения всех исходных данных получим мощность БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП:

$$Q_0 = 4,466 + 0,576 + 3 \cdot 0,248 + 0,1939 - 0 - 1,356 - 4,085 = 0,539 \text{ Мвар} > 0.$$

Это говорит о целесообразности установки высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП. Проверим баланс генерируемой и потребляемой на заводе реактивной мощности:

$$Q_{г.гпп} = \sum_{i=1}^4 Q_{сд} + Q_{\text{э}1} + Q_0 = 1,356 + 4,085 + 0,539 = 5,98 \text{ Мвар} = Q_{п.гпп}.$$

По известным величинам реактивной мощности $Q_{\text{э}}$, передаваемой из энергосистемы предприятию, и его расчетной активной мощности P_p определяется задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э.з}} = \frac{Q_{\text{э}}}{P_p} = \frac{8,17}{24,787} = 0,33.$$

Зная выбранное значение мощностей $Q_{\text{ст}i}$ ККУ, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\text{э}1}$, поступающей из энергосистемы):

$$\text{tg}\varphi_{\text{э.р}} = \frac{\sum_{i=1}^{15} (Q_p + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{k=1}^3 Q_{Ад} + \Delta Q_{т.гпп} - (\sum_{i=1}^4 Q_{сд} + \sum_{i=1}^4 Q_{\text{ст.в}i} + \sum_{i=1}^{15} Q_{\text{ст.н}i})}{P_{p1}}, \quad (8.16)$$

где $Q_{p_i} = Q_{1i} + Q_{k_i}$ – расчётная реактивная нагрузка на стороне низшего напряжения ТП.

$$\text{tg}\varphi_{\text{э.р}} = \frac{7,419 + 0,576 + 0,744 + 0,1939 - (3,571 + 1,869)}{12,3935} = 0,33 \leq \text{tg}\varphi_{\text{э.р}}$$

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Резерв реактивной мощности, который должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности, может быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого:

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_{\text{СД.М}i} - Q_{\text{СД}i})}{Q_{\text{P1}}} \cdot 100. \quad (8.17)$$

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{2,3 - 1,869}{5,98} \cdot 100 = 7,2 \%$$

Резерв недостаточен, необходима установка резервной высоковольтной БК в РУ 10 кВ ГПП мощностью:

$$Q_{\text{РЕЗБК}} = \frac{10 - Q_{\text{РЕЗ}\%}}{100\%} \cdot Q_{\text{P1}} = \frac{10 - 7,2}{100\%} \cdot 5,98 = 0,167 \text{ Мвар.}$$

Устанавливаем стандартную БК УКЛ-10-150.

Вывод по разделу восемь

Произвели расчет данных синхронных и асинхронных электродвигателей для нахождения затрат на генерацию реактивной мощности. Произвели расчет оптимальной мощности батареи конденсаторов 0,4 кВ и 10 кВ с последующим решением установки их на ТП или на шинах ГПП. Было принято решение установки резервной реактивной мощности по причине нехватки мощности синхронных двигателей. Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП равен 0,33, то есть задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

9 ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

9.1 Организация защиты

На рисунке 9.1 приведена принципиальная электрическая схема распределительной сети напряжением 6 кВ, которая питается от подстанции напряжением 110/6 кВ, на которой установлены силовые трансформаторы мощностью по 32 МВА. В таблице 9.1 приведены значения токов КЗ, возникающих в СЭС на различных её ступенях.

Таблица 9.1 – Токи КЗ на разных ступенях СЭС

Токи КЗ	Место точек расчета короткого замыкания		
	Г	Д	Ж
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА	17,36	14,76	28
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА	7,55	6,94	22,8
Ток однофазного КЗ на землю $I_{К.МИН}^{(1)}$, кА	–	–	11,823

Примечание. Рассматриваемые устройства защиты (на схеме они не показаны) получают информацию о токовых нагрузках защищаемых участков СЭС от трансформаторов тока ТА1–ТА9 и своими выходами через электромагниты отключения УАТ связаны с выключателями Q5–Q18. Все токи нагрузки и КЗ, уставки тока и времени в расчётах будем привязывать к номерам выключателей Q5–Q18.

Рабочий максимальный ток кабельных линий КЛ7 и КЛ9 определен из условия, что по ним питаются две ТП, на каждой из которых установлены по два трансформатора с масляной изоляцией типа ТМГ-1600 мощностью по 1600 кВА с коэффициентом загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.п} = 1,6$ – $I_{РАБ.МАКС.Q15} = 2 \cdot I_{РАБ.МАКС.T7} = 2 \cdot 246,3 = 492,6$ А. При коэффициенте самозапуска $K_{сзп} = 1,8$ на этом уровне СЭС будем иметь $I_{пик.Q15} = 886,68$ А.

Исходные и последующие расчетные данные сведены в таблицу 9.3.

Последующие расчетные данные будут сводиться в эту же таблицу.

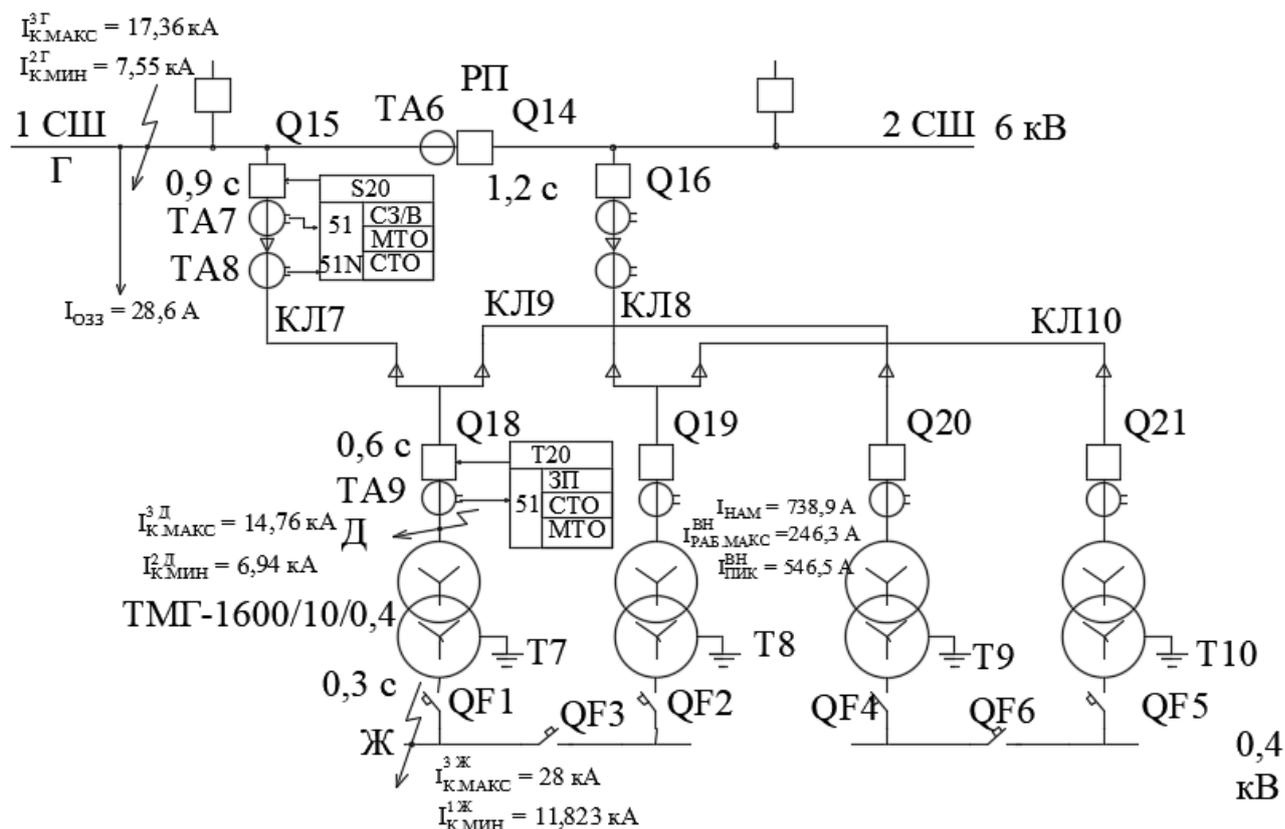


Рисунок 9.1 – Организация защиты электрической сети напряжением 6 кВ

9.2 Защита трансформатора Т7

На рисунке 9.1 приведена организация защиты трансформатора Т7. Номинальная мощность трансформатора ТМГ-1600 кВА. Трансформатор масляный в герметичном исполнении. При нагревании масла и увеличении его объема избыток масла стенки трансформатора деформируются. Коэффициент загрузки трансформаторов двухтрансформаторной ТП в послеаварийном режиме – для трансформаторов с масляным охлаждением $K_{з.п} = 1,6$. В нормальном режиме $K_{з.п} = 0,8$. Рабочий максимальный ток нагрузки на стороне ВН равен номинальному току трансформатора Т1 $I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = 246,3$ А. Коэффициент самозапуска $K_{сзп} = 2,3$.

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле:

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = I_{РАБ.МАКС}^{НН} \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right) = \frac{I_{РАБ.МАКС}^{НН}}{K_U}, \quad (9.1)$$

где K_U – коэффициент трансформации силового трансформатора, равная 15.

Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН должен быть согласован с нижестоящей защитой, т.е. с защитой от перегрузки вводного автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ ТП:

$$I_{r.Q1} \geq K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U}, \quad (9.2)$$

где $K_{H.COGL}$ – коэффициент надежности согласования, равный 1,3.

$$I_{r.Q1} \geq 1,3 \cdot \frac{3800}{15} = 329,33 \text{ А.}$$

Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U} = 1,2 \cdot \frac{3800}{15} = 304 \text{ А.}$$

Ток срабатывания $I_{r.Q1}$ должен превышать с запасом значение тока I_d на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %. Возьмем 10 %-й запас, т.е.:

$$I_{r.Q1} \geq 1,1 \cdot 304 = 334,4 \text{ А.}$$

Выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_S = I_{r.Q1} = 334,4 \text{ А.}$

Рассмотрим определение коэффициента чувствительности к току двухфазного КЗ. При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Y/YN-0 силового трансформатора Т1 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т1 можно записать:

$$K_{ч.ЗП}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{K.MIN}^{(1)A}}{3 \cdot K_U \cdot I_{r.Q1}} = \frac{2 \cdot 11740}{3 \cdot 15 \cdot 334,4} = 1,56 \leq K_{ч.ЗП.ДОП} = 3. \quad (9.3)$$

Защита от перегрузки не имеет достаточную чувствительность к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

В таблице 9.2 приведены расчетные точки для построения ВТХ, рассчитанные по нижеследующим формулам:

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3 \text{ с.}$

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_S}. \quad (9.4)$$

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K}. \quad (9.5)$$

$$t_{C.З}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^{0,02} - 1}. \quad (9.6)$$

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ					

Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Зона действия отсечки (см. рис. 24) начинается от трансформаторов тока ТА, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. Мгновенная токовая отсечка выполняется с действием на отключение трансформатора и не должна срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в максимальном режиме работы сети и при включении трансформатора от бросков намагничивающего тока.

Максимальная токовая защита должна быть согласована с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{С.МО} = I_{i.Q13} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{С.МГН.ПРЕД} = K_{Н.СОГЛ} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_{ТН}} = 1,3 \cdot \frac{26400}{15} = 2288 \text{ А,}$$

где $K_{Н.СОГЛ} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

За расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{С.МО} = I_{i.Q1} = 2288 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{Ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Б}}{I_{С.МО}} = \frac{6410}{2288} = 2,8 > K_{Ч.МО.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 6 кВ трансформатора Т1.

9.3 Защита линии, питающей трансформаторную подстанцию

Защита, отходящей от РП линии показана на рисунке 9.1. Согласно ПУЭ отходящая от РП линия должна иметь две ступени защиты от КЗ (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N [25, таблица 15.5].

Для предотвращения излишних срабатываний при отсутствии повреждений в сети защита должна отстраиваться от наибольших токов нагрузки (пиковых токов) и быть согласованной с защитами нижестоящих участков.

Ток срабатывания селективной защиты выбирается наибольшим из следующих двух условий:

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{ПИК}}$:

$$I_{\text{С.СЗ}} = \frac{K_{\text{Н.0}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{\text{Н.0}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 886,68 = 1043 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q6 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q18:

$$I_{\text{С.СЗ}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{С.СО.Q18}} = 1,3 \cdot 905,6 = 1177,28 \text{ А}$$

Таким образом, за ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{С.СЗ}} = 1177,28 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 (рисунок 9.1, точка Д) в минимальном режиме:

$$K_{\text{Ч.СЗ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{С.СЗ}}} = \frac{6940}{1177,28} = 5,9 > K_{\text{Ч.МО.ДОП}} = 1,5.$$

При выполнении функции дальнего резервирования для данного случая коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ в точке Ж на стороне НН трансформатора Т7, но его допустимое значение снижается до величины 1,2:

$$K_{\text{Ч.СЗ}}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{А}}}{3 \cdot I_{\text{С.СЗ}} \cdot K_{\text{У}}} = \frac{2 \cdot 11823}{3 \cdot 15 \cdot 1177,28} = 0,44 \geq K_{\text{Ч.СО.ДОП}} = 1,2.$$

При недостаточной чувствительности согласно ПУЭ [1, п.3.2.17] допускается не резервировать отключения КЗ за трансформатором.

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Для схемы, приведённой на рис. 9.1, могут быть рассмотрены две точки Д и Ж. Предпочтительней является точка Д, т.к. на стороне ВН трансформатора Т7 защита отсутствует. Мгновенная токовая отсечка будет защищать всю линию КЛ7 и часть КЛ9, если есть такая возможность. При КЗ за трансформатором на сборных шинах напряжением 0,4 кВ (точка Ж) отсечка не должна приходить в действие.

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

Если ток срабатывания отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии КЛ7 (точка Ж, рис. 9.1):

$$I_{\text{С.МО}} \geq K_{\text{Н.0}} \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\text{Ж.ВН}} / K_{\text{У}} = 1,15 \cdot 28000 / 15 = 2146,66 \text{ А.}$$

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки должен быть отстроен от броска тока намагничивания $I_{\text{НАМ}}$ трансформатора при его включении:

$$I_{\text{С.МО}} \geq I_{\text{НАМ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{ВН}} = 3 \cdot 246,3 = 738,9 \text{ А.}$$

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ					

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки защиты линии КЛ7 должен быть согласован с нижестоящей защитой. Исходя из варианта защиты трансформатора Т7 (рис. 9.1) должно быть проведено согласование соответственно с защитой вакуумного выключателя Q18:

$$I_{C.MO.Q15} \geq K_{H.COГЛ} \cdot I_{C.MO.Q18} = 1,3 \cdot 2288 = 2974,4 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания $I_{C.MO}$ мгновенной токовой отсечки принимаем $I_{C.MO} = 2974,4 \text{ А.}$

Коэффициент чувствительности отсечки :

$$K_{Ч.MO}^{(2)} = \frac{I_{K.MИH}^{(2)Г}}{I_{C.MO}} = \frac{7550}{16974} = 0,45 < K_{Ч.MO.ДOП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому её устанавливать не будем.

На рис. 9.3 приведена карта селективности защит электрической сети 6 кВ.

9.4 Защита от ОЗЗ, отходящей от РП магистральной линии

Ток срабатывания защиты $I_{C.zi}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА8 (рисунок 9.1) защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{C.ЗП}$)

$$I_{C.zi} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.ЗП}, \quad (9.7)$$

где $K_{H.C} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{БР} = 1$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства Seram).

Для магистральной линии КЛ7–КЛ9 трансформатор ТА8 устанавливается в её начале и по нему протекают токи всех подключенных ниже кабельных линий, т.е. $I_{C.ЗП} = I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9}$ (см. рисунок 10.1). Для кабельной линии КЛ1, питающей распределительный пункт РП, собственный ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, будет равен сумме ёмкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП.

Таким образом,

$$I_{C.З} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot (I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9}) = 1,2 \cdot 1 \cdot (1,0 + 1,0) = 2,4 \text{ А.}$$

$$K_{Ч} = \frac{I_{OЗЗ} - I_{C.ЗП}}{I_{C.З}} = \frac{28,645 - 2,0}{2,4} = 11,1 \geq K_{Ч.ДOП} = 1,5.$$

Следовательно, защита магистральной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

9.5 Газовая защита трансформатора ТМГ

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. Согласно ПУЭ [1, п. 3.2.53] газовая защита устанавливается начиная с мощности 1000 кВА и более.

При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы и т.д.) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла (или охлаждающего диэлектрика) с образованием газов.

При утечке или уходе масла из трансформатора по каким-либо причинам (повреждения бака или охлаждающих радиаторов, неисправности с запорными вентилями и др.) снижается уровень масла в баке. В результате масло уходит из расширителя, либо в герметичных конструкциях создаётся разрежение (снижается давление).

На трансформаторах типа ТМГ газовая защита выполняется с использованием мановакуумметров – приборов, измеряющих давление. При возникновении повреждения в таких трансформаторах давление внутри бака растёт, а при утечке масла снижается. Мановакуумметр имеет двухстороннюю шкалу с отметкой посередине, соответствующей нормальному давлению, равному 1 атмосфере (атм.). Шкала вправо от 1 атм. соответствует повышению давления, а шкала влево – понижению. На отметках шкалы, например, 1,5 и 0,5 атм. устанавливаются контакты. При повышении давления, когда стрелка мановакуумметра доходит до значения 1,5 атм. или более, замыкается контакт, формируя сигнал о ненормальной работе трансформатора. Аналогично при снижении давления, когда стрелка доходит до значения 0,5 атм. или менее, замыкается другой контакт, формирующий сигнал об утечке масла из бака.

Схема сигнализации расположена ниже на рисунке 9.2

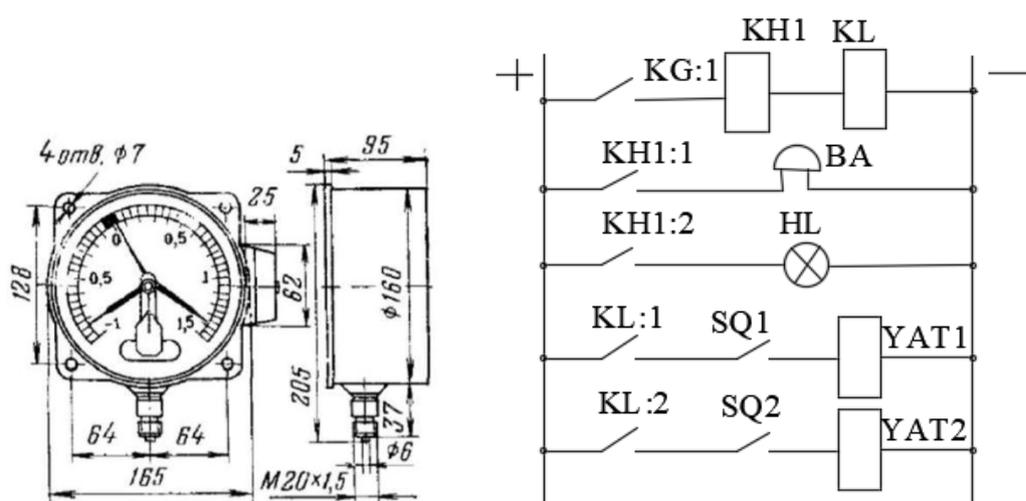


Рисунок 9.2 – Мановакуумметр ДА2005 со схемой сигнализации

Рассмотрим рисунок 9.2. На отметках шкалы мановакуумметра, например, 1,4 и -0,8 атм. устанавливаются контакты. При повышении давления, когда стрелка мановакуумметра доходит до значения 1,4 атм. или более, замыкается контакт КГ:1, при этом срабатывает указательное реле КН1, подавая звуковой сигнал звонком ВА и световой сигнал лампой НЛ. Включается промежуточное реле КЛ, воздействующее своими контактами на электромагниты отключения выключателей SQ1и SQ2 с двух сторон трансформатора.

Аналогично при снижении давления, когда стрелка доходит до значения -0,8 атм. или менее, замыкается другой контакт КГ:2, формирующий сигнал об утечке масла из бака.

Выводы по разделу девять

Анализ результатов:

Релейная защита сети 6 кВ организована с помощью устройств Seram. Итоговые результаты сведены в таблицу 10.4 и 10.3, построена карта селективности (Рис 9.3) для участка сети от отходящих линий РП, питающих трансформаторную подстанцию ТП 6/0,4 до вводных выключателей низкого напряжения ПС-110/6 (Рис. 9.1).

Защита, установленная за выключателями Q18, Q15, Q14, Q10 (Рис. 9.1) осуществляется с помощью СЗ с зависимой от тока выдержкой времени и МТО. Только на выключателе Q18 (начало линии КЛ7) обеспечивается необходимый коэффициент чувствительности МТО к минимальному току КЗ в месте установки защиты $K_{ч.МО Q18}^{(2)} = 2,8$. Для остальных выключателей значение коэффициента ($K_{ч.МО Q15}^{(2)} = 0,45$; $K_{ч.МО Q14}^{(2)} = 0,34$; $K_{ч.МО Q10}^{(2)} = 0,29$) меньше допустимого $K_{ч.МО.доп} = 2$. Исходя из этого, МТО не применяем. Для обеспечения функционирования МТО можно уставку тока согласовывать с нижестоящей защитой, либо уставку тока определять из условия обеспечения требуемого уровня чувствительности МТО. Карта СЗ построена с учетом отстройки от пиковых токов, соответствующих выключателей, а также соблюдена отстройка от нижестоящих защит как по времени (на ступени селективности $\Delta t = 0,3с$), так и по току. Для построения СЗ использовались типовые кривые СИТ. Время срабатывания принималось равным времени достижения 10-тикратного значения тока уставки СЗ I_{sd} . Полученные коэффициенты чувствительности СЗ ($K_{ч.СЗ}^{(2)} = 5,9$; 4,5; 3,8) говорят о том, что защита имеет достаточную чувствительность в основной зоне защиты. В резервной зоне защиты только на выключателе Q10 обеспечивается достаточная чувствительность. Селективная токовая отсечка на выключателе Q18 не чувствительна к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ					

Из

м.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

96

Лист

Таблица 9.3 – Параметры выключателей электрической сети 6 кВ

Место установки защиты (выключатель)	I _{p.макс} , А	Селективная защита														МТО			
		K _{сзп}	I _{пик} , А	I _{sd} , А	Уставки времени		Тип кривой	T _{MS} ^N	t _{сз} , с, при разных I*, А						K _{ч.сз} ^{очн}	K _{ч.сз} ^{рез}	I _i , А	I _{мин} ⁽²⁾ , кА	K _{ч.мо}
					t _{sd} , А	10·I _{sd} , А			1,1	2	3	6	10	20					
Q15	492,6	1,8	886,7	1177,28	0,9	11772,8	SIT	0,303	<u>22,2</u> 1295	<u>3,0</u> 2355	<u>1,9</u> 3531	<u>1,15</u> 7063	<u>0,9</u> 11773	<u>0,68</u> 23545	5,9	0,44	16974	7550	0,45
Q18	246,3	2,3	566,5	905,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,576	–	2288	6,41	2,8

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Таблица 9.4 – Параметры автоматических выключателей, защищающих ТП

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.МАКС} , А/А	I _n , А/А	Защита от перегрузки									
				I _r , А/А	$\frac{t, c}{I_{nd}, A/A}$ о.е.	$\frac{t, c}{I_d, A/A}$ о.е.	$\frac{t_r, c}{I, A/kA}$ о.е.	Время срабатывания $\Delta t_{r, c}$ при значениях тока, А/кА, отнесенного к току I _r			I* _{к.МИН} , А/кА	K _{ч.ЗП}	
Вводный выключатель	Q15	492,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Выключатель на стороне 6 кВ	Q18	246,3	–	334,4	–	–	$\frac{5,4}{3344}$ 10	–	–	–	$\frac{782,6}{11,74}$	1,56	
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1 Masterpact NW40bH1, Micrologic 5.0 A	$\frac{246,3}{3695}$	$\frac{266,6}{4000}$	$\frac{253,3}{3800}$	$\frac{10000}{266}$ $\frac{3990}{1,05}$	$\frac{10000}{304}$ $\frac{4560}{1,2}$	$\frac{4 c}{85}$ $\frac{1,275}{6}$	$\frac{70-100}{380}$ $\frac{1,5 \cdot I_r}{6 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-4}{1520}$ $\frac{6 \cdot I_r}{6 \cdot I_r}$	$\frac{2,16-2,7}{1824}$ $\frac{7,2 \cdot I_r}{7,2 \cdot I_r}$	–	–	

Продолжение таблицы 10.4

Место установки защиты	Селективная токовая отсечка								Мгновенная токовая отсечка					
	K _{сзп}	I _{пик} , А/кА	I _{sd} , А/кА	ΔI_{sd} , А/кА	t _{sd} , с	Δt_{sd} , с	I* _{к.МИН} , А/кА	K _{ч.СО}	I _i , А/кА	ΔI_i , А/кА	I** _{к.МИН} , А/кА	K _{ч.МО}	I _{к.МАКС} ⁽³⁾ , А/кА	I _{су} , кА
Вводный выключатель	1,8	886,68	1177,2 8	–	0,9	–	$\frac{788,2}{11823}$	0,44	2974	–	7,55	0,45	–	–
Выключатель на стороне 6 кВ	2,3	566,5	905,6	–	0,6	–	$\frac{782,6}{11,74}$	0,576	2288	–	6,41	2,8	1725	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	2,3	$\frac{158,8}{8,498}$	$\frac{180}{9,5}$	$\frac{570-696,6}{8,55-10,4}$	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	–	–	$\frac{1600}{24,0}$	$\frac{1440-1760}{21,6-26,4}$	–	–	$\frac{1725}{27,6}$	100

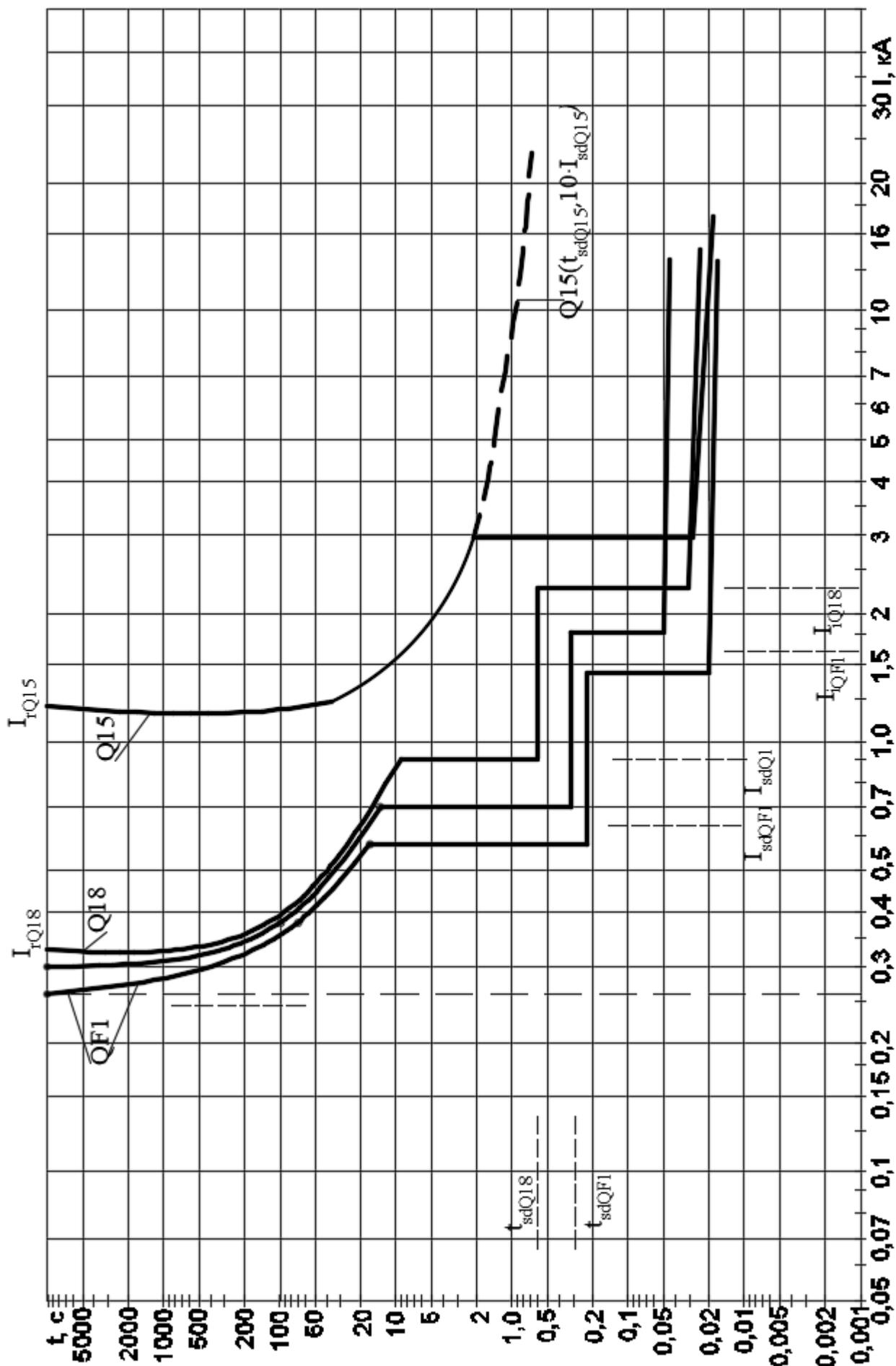


Рисунок 9.3 - Карта селективности защит ТП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный раздел рассматривает свод правил, требования по электробезопасности и фактический расчет сопротивления заземляющего устройства с приведением конструктивного чертежа ГПП завода металлоконструкции.

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

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 [21] «Строительная климатология» с учетом требований технического задания, ПУЭ[1], 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

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

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

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

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

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

10.1 Конструктивная часть подстанции завода металлоконструкции

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

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполнено открытым. Площадка подстанции соответствует требованиям ПУЭ [1, п.4.2]:

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

– территория подстанции огорожена внешним забором высотой 2 м [1].

К ОРУ подведена автомобильная дорога. В ОРУ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габариты проезда 4 м.

На территории подстанции дороги покрыты асфальтовым покрытием, эти проезды идут до фундаментов трансформаторов с возможностью установки непосредственно самих трансформаторов, остальные дороги покрыты щебенью.

При выборе габаритов и разрывов на подстанции выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [1, таблица 4.2.5], представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – 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

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм	
		10 кВ	10 кВ
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 контакт	Ж	240	1100

10.1.1 Основные требования при установке трансформатора и возможность осмотра газовых реле

Установка трансформаторов ТДН – 25000/110 обеспечивает удобные и безопасные условия его осмотра без снятия напряжения.

Фундамент трансформатора напряжением 110 кВ предусматривает установку непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс. На фундаменте трансформатора предусмотрены места для установки домкратов.

У фундаментов трансформатора ТДН – 25000/110 массой 52 т предусмотрены анкера, позволяющие закреплять за них лебедки.

Для подъема и установки трансформатора на место могут использоваться краны, лебедки, полиспасты, домкраты и другие средства. При эксплуатации трансформаторов, снабженных газовой защитой, газы, выделяемые неисправным трансформатором, должны без затруднений достигать газового реле. Для этого крышка трансформатора имеет подъем к газовому реле 1%, а маслопровод от трансформатора к расширителю —2%.

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 снабжаются стационарной лестницей.

Расстояние между открыто установленными трансформаторами 5,5 м.

10.1.2 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми. Шины обозначим, согласно ПУЭ

при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

10.1.3 Электрозащитные средства

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

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [20] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Средства защиты выше 1000 В

Номер	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт
1.2	10 кВ	2 шт
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт
2.2	10 кВ	2 шт
3	Диэлектрические перчатки	2 пары
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	
5.1	110 кВ	2 шт
5.2	10 кВ	2 шт
6	Защитные ограждения (щиты)	2 шт
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт
9	Защитные очки или щитки	2 шт

10.1.4 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.

Двери между отсеками ЗРУ имеют устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях. Ключи от входных дверей РУ не должны подходить к замкам камер и к замкам дверей в ограждении подстанции. В ЗРУ имеется две двери для выхода наружу. ЗРУ выполнено без окон, согласно [1, п.4.2.96].

10.2 Электробезопасность

Электробезопасность, согласно [19] на заводе металлоконструкции 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 защиты:

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- электрическое разделение;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное экранирование;

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ				

- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети; - простое и защитное разделения цепей
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю,
- электроизоляционные средства;
- средства индивидуальной защиты.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на заводе металлоконструкции:

1. Оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. Допуск к работе;
3. Надзор во время работы;
4. Оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

10.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

Распределительные устройство оборудовано оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках, предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

ГПП оборудовано стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Для защиты персонала от ошибочных действий предусмотрена механическая, электромагнитная и замковая и блокировки между основными и заземляющими ножами разъединителя, которые исключают возможность включения заземлителей при включенном выключателе.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ЗРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, т.к. его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

На заводе металлоконструкций для всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не превышает 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 12мм и длиной 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 10 мм.

10.2.3 Защитное заземляющее устройство

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции. На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей.

Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя. В соответствии с [1 (п.1.7.90)] продольные заземлители проложим вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 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 и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6 х 6 м, согласно ПУЭ.[1].

										Лист
										105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ					

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Проведем расчет заземляющего устройства в двухслойном грунте способом наведенных потенциалов.

Исходные данные: площадь подстанции ОРУ $S_{ОРУ} = 60 \cdot 35 = 2100 \text{ м}^2$ с удельным сопротивлением верхнего слоя грунта $\rho_1 = 100 \text{ (Ом/м)}$ и нижнего слоя $\rho_2 = 60 \text{ (Ом/м)}$. Глубина заложения вертикального электрода и его длина $t_B = 0,7 \text{ м}$ и $l_B = 5 \text{ м}$. Число вертикальных заземлителей $n_B = 54$. Общая длина вертикальных заземлителей $L_B = 54 \cdot 5 = 270 \text{ м}$.

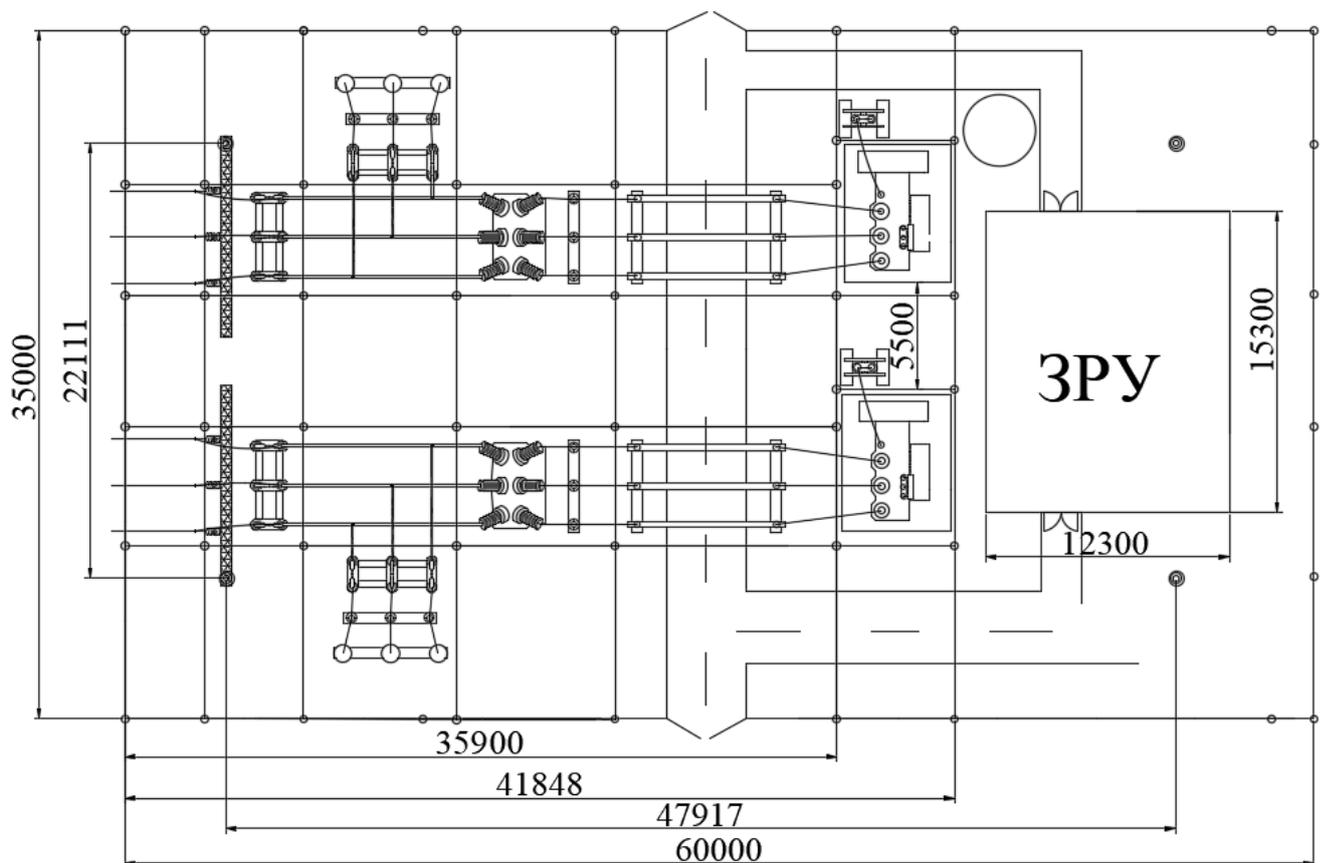


Рисунок 10.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ – 110 кВ

Суммарная длина горизонтальных заземлителей: $L_{Г} = 35 \cdot 8 + 60 \cdot 2 + 41,84 \cdot 2 + 35,9 \cdot 2 + 5,948 \cdot 2 = 567,376 \text{ м}$.

Согласно ПУЭ требуется контур заземления сопротивлением $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать металлические и железобетонные конструкции здания ЗРУ. При использовании железобетонных фундаментов промышленных зданий в качестве заземлителей сопротивление растеканию заземляющего устройства должно оцениваться по формуле [19]:

$$l_{\text{ОТН}} = \frac{h_1 - t_{\text{ОТН}}}{l_B} = \frac{2 - 0,179}{5} = 0,3642. \quad (10.9)$$

Эквивалентное удельное сопротивление рассчитывается по формуле (10.2), поскольку:

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,67 \leq 10. \quad (10.10)$$

Рассчитаем по формуле (10.3):

$$k = 0,43 \cdot \left(0,3642 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{3,394 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,1518.$$

Рассчитаем по формуле (10.2):

$$\rho_{\text{Э}} = 60 \cdot \left(\frac{100}{60} \right)^{0,1518} = 64,83 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Искомое расчетное сопротивление R:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_B}, \quad (10.11)$$

где A определяется по следующему выражению, так как $t_{\text{ОТН}} = 0,179$:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{ОТН}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,179 = 0,4. \quad (10.12)$$

По выражению (10.11):

$$R = 0,4 \cdot \frac{64,83}{45,825} + \frac{64,83}{270 + 549,9} = 0,56 \text{ Ом}.$$

По выражению (10.1):

$$R_e = \frac{0,5 \cdot 64,83}{\sqrt{12,3 \cdot 15,3}} = 2,363 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R}{R_e + R} = \frac{2,363 \cdot 0,56}{2,363 + 0,56} = 0,453 \text{ Ом} < R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}. \quad (10.13)$$

10.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов завода металлоконструкции рабочее, аварийное и эвакуационное освещение на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям [18].

Внутреннее освещение выполнено светильниками типа ЛСПО2(с люминесцентными лампами, подвесные, для промышленных и производственных зданий).

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Два прожектора размещаются на крыше здания ЗРУ на мачтах, два других прожектора на порталах ОРУ на молниеотводе. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется светодиодными прожекторами типа FL-150W, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Параметры этих ламп приведены в таблице 10.3. Ремонтное освещение планируется осуществлять от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Таблица 10.3 – Параметры светодиодного прожектора FL-100 W

Тип прожектора	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Максимальная сила света, кд, не менее	КПД %, не менее	Габариты		
							Н	В	L
FL-100W	220	100	13000	80000 ч	26804	90	385	298	104

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ подстанции завода металлоконструкции, площадь которой составляет 2400 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (10.14)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,3$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк согласно [18, табл.10, XII разряд зрительной работы].

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 2100 \cdot 1,3 \cdot 1,5 = 40950 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (10.15)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{40950}{13000 \cdot 0,9} = 3,69.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}, \quad (10.16)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{26804}{700}} = 6,18 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 4 прожекторов типа FL-100W, установленными на высоте 6,2 м.

10.4 Пожарная безопасность

На территории ОРУ-110 кВ расположены масляные трансформаторы, которые оснащены воздушным охлаждением масла, то есть обдувами вентилятора, по которым циркулирует трансформаторное масло, поэтому ОРУ-110 кВ относится к категории В_H [13]. Конструкция ОРУ выполняется из негоряемых материалов (железобетон, металл) [17]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В₄, так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели, поэтому не требуется установки в ЗРУ системы автоматического пожаротушения.

Электрооборудование и сети при коротких замыканиях имеют достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость. Силовые трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негоряемых со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных подвалах по причине наличия большого количества кабелей.

Таблица 10.4 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ЗРУ	В ₄
ОРУ	В _H

В ЗРУ отсутствует автоматическая пожарная сигнализация, так как ЗРУ относится к категории В₄. [16]. Стационарная автоматическая установка пожаротушения на трансформатор не ставится из-за относительно небольшой мощности трансформатора [15].

Для устранения очагов возгорания располагаем на ОРУ-110 кВ пожарный щит со следующей комплектацией:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (крюк с деревянной рукояткой – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком, 0,5м³ – 1шт).

10.4.1 Пожарная безопасность трансформатора

Фундаменты под маслонаполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов, плюс к этому выполняется подсыпка гравия для предотвращения растекания масла. Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и два раза в год промываться.

Трансформатор в установке автоматического стационарного устройства пожаротушения не нуждается, согласно [1, п.4.2.214].

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 10.2), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН-25000/110/10 объем масла составляет 16,9 тонн).

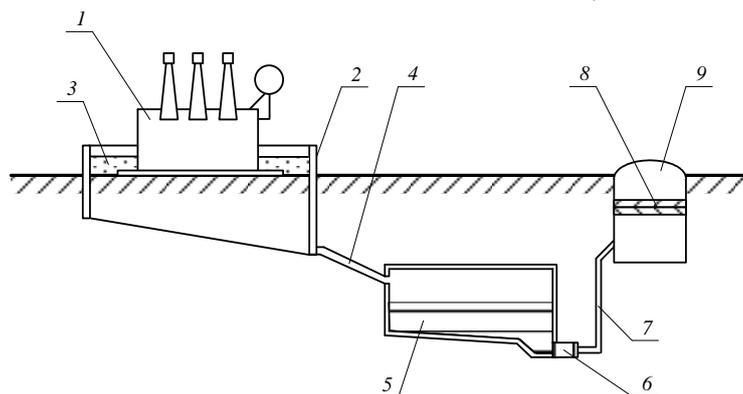


Рисунок 10.2 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

Обозначения на рисунке: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосорбник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосорбник вместимостью 20 т масла.

Маслосорбники 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 маслосорбнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в определенные места.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

10.5 Молниезащита подстанции

Для Челябинской области, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозových часов в году 60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 10.3).

Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (10.17)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода, $p = 1$ при $h \leq 30$ м;

$p = \frac{\sqrt{30}}{h}$ при $h > 30$ м.

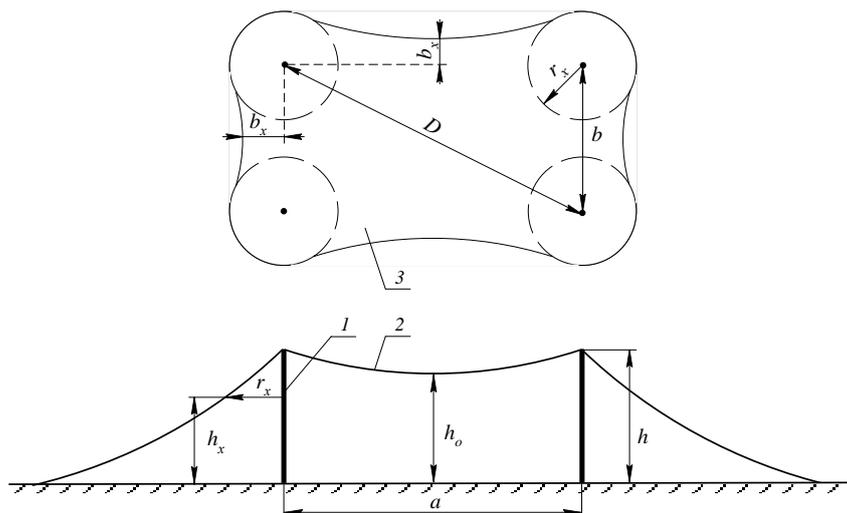


Рисунок 11.3 – Молниезащита подстанции

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{47,917^2 + 22,111^2} = 52,772 \text{ м}, \quad (10.18)$$

где $a = 47,917$ м, $b = 22,111$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 10$ м. Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} = \frac{52,772 + 8 \cdot 10}{8} = 17,59 \text{ м}. \quad (10.19)$$

Примем высоту молниеотвода 18 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям по формуле (10.17):

$$52,772 < 8 \cdot 1 \cdot (17-10) = 56,$$

следовательно молниеотвод соответствуют необходимому.

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [14].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. РУ дополнительно огорожена с помощью защитной сетки на кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Вывод по разделу десять

В данном разделе была рассмотрена, опираясь на правила ПУЭ, конструктивная часть подстанции завода металлоконструкции, произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ, пожарная безопасность трансформатора. Было принято решение об исключении автоматической пожарной сигнализации в ЗРУ и стационарной установкой пожаротушения на трансформаторе. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Экономическая часть ВКР предназначена для решения вопросов обеспечения энергоснабжения предприятия с последующим технико-экономическим сравнением внешнего электроснабжения 110 и 35 кВ, рассчитанным в 4 разделе. Более выгодный вариант рассматривается не только с точки зрения капиталовложений, учитываются потери и издержки электроэнергии за год.

11.1 Результаты технико-экономического расчета

Таблица 11.1 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты, тыс.руб	Приведённые капитальные затраты, тыс.руб./год	Потери электроэнергии, МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год	Затраты, З тыс.руб/год.
35 кВ	46651	9203,8	1030	1803	11007
110 кВ	55823	7778	792	1358	9136

$$\frac{Z_{35} - Z_{110}}{Z_{35}} \cdot 100\%.$$

$$\frac{11007 - 9136}{11007} = 17 \%$$

По результату сравнения двух вариантов выбрана схема внешнего электроснабжения предприятия на 110 кВ, приведенные затраты которой ниже, по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ, на 17 %.

11.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Сущность SWOT-анализа заключается в анализе внутренних и внешних факторов предприятия металлоконструкции, оценке рисков с последующим выбором более экономичного варианта электроснабжения предприятия на 35 или 110 кВ. Для этого составляются два варианта SWOT-анализа схем внешнего электроснабжения матриц, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T) внешней среды.

Таблица 11.2 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения 35 кВ

<p>S (Сильные стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Малые капитальные затраты в сравнении с 110 кВ; 2) Относительно меньшие размеры габаритов электрооборудования в сравнении с 110 кВ; 3) Малые токи короткого замыкания. 	<p>W (Слабые стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Повышенные потери напряжения и мощности; 2) Менее перспективно для развития; 3) Высокая стоимость электроэнергии.
<p>O (Возможности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Квалифицированный персонал; 2) Широкий выбор оборудования. 	<p>T (Угрозы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличение стоимости тарифов на электроэнергию; 2) Стабильность предприятия зависит от государственных закупок.

Таблица 11.3 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения 110 кВ

<p>S (Сильные стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Меньшие годовые приведенные затраты; 2) Малые потери электроэнергии; 3) Низкая стоимость электроэнергии; 	<p>W (Слабые стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличенные габариты ГПП. 2) Большая стоимость оборудования; 3) Большие токи короткого замыкания.
<p>O (Возможности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Наличие квалифицированного трудового ресурса на рынке труда; 2) Широкий выбор оборудования. 3) Возможность увеличения мощности для дальнейшего развития предпр. 	<p>T (Угрозы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Увеличение стоимости тарифов на электроэнергию; 2) Стабильность предприятия зависит от государственных закупок.

Сравнительный анализ двух вариантов, осуществляемый методом SWOT, дополнил и подтвердил выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения.

11.3 Модель пирамиды целеполагания

Модель пирамиды целеполагания нужна для разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Цели должны соответствовать принципам SMART, такие как определение специфики темы проекта, достижимость в реализации по конкретному предприятию



Рисунок 11.1 – Модель пирамиды целеполагания

11.4 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Проект – это целенаправленная деятельность. Для достижения цели обычно требуется выполнить множество локальных целей (подцелей). Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Необходимо назначить сроки получения конечных результатов для каждой цели. На рисунке 11.2 представлено дерево целей проекта.

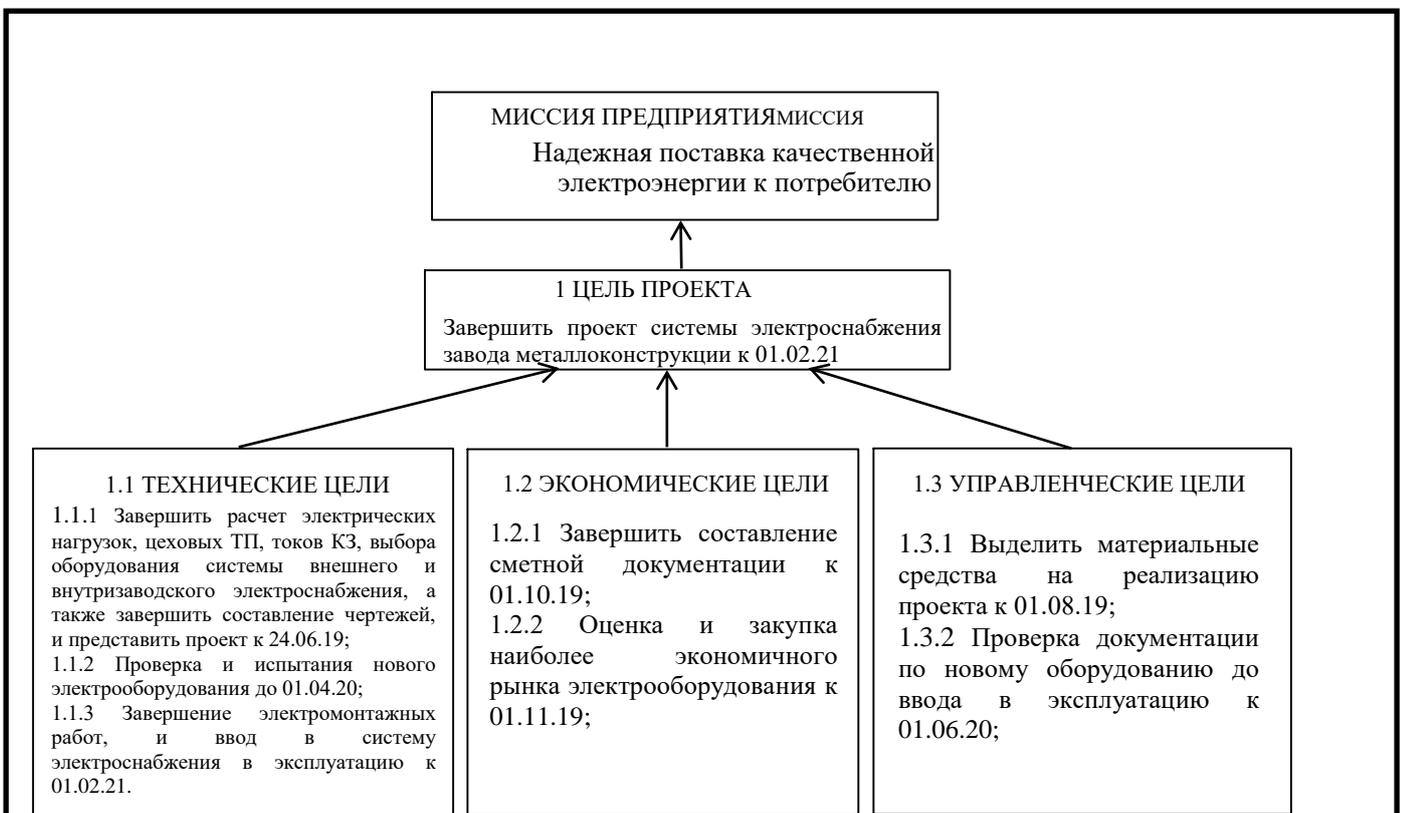


Рисунок 11.2 – Дерево целей проекта

11.5 Модель поля сил реализации проекта

Анализ поля сил – это метод, использующийся для выявления и оценки группы факторов, влияющих на изменение экономической составляющей организации.

Целью данного метода является оценка сильных и слабых сторон организации.

Данный метод используется для понимания того, почему происходят или не происходят изменения в организации. Анализ поля сил помогает разработать конкретные стратегии проведения изменений в организации.

Движущие и сдерживающие силы реализации целей проекта показаны на схеме поля сил (рисунок 11.3). «Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).

ориентировочная продолжительность работ. Данный график представлен в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Количество исполнителей	Продолжительность этапа, мес											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1) Разработка проекта к 24.06.19.	Проектный отдел	3												
2) Выделение материальных средств на реализацию проекта к 01.08.19.	Бухгалтерский отдел	1												
3) Завершение составления сметной документации к 01.10.19		1												
4) Оценка и закупка электрооборудования к 01.11.19	Проектный отдел	3												
5) Проверка и испытания электрооборудования к 01.04.20	Монтажный отдел	4												
6) Проверка документации до ввода в эксплуатацию к 01.06.20	Проектный отдел	3												
7) Завершение электромонтажных работ, ввод в эксплуатацию к 01.02.21	Монтажный отдел	8												

Окончание таблицы 11.4

Этап работы	Исполнитель	Количество	Продолжительность этапа, мес											
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
6) Проверка документации до ввода в эксплуатацию к 01.06.20	Проектный отдел	3												
7) Завершение электромонтажных работ, ввод в эксплуатацию к 01.02.21	Монтажный отдел	8												

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

13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ

Лист

119

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе проектом обосновывается необходимость и актуальность темы, как с технических, так и экономико-управленческих позиций. Показывается связь поставленной миссии с современными проблемами повышения эффективности систем электроснабжения.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены сравнения зарубежных технологий с отечественными с выбором и обоснованием, расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по электроремонтному цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.

По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП. На основе расчета по формуле Стилла рационального напряжения была выбрана схема с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования. Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка с последующим выбором типа прокладки в траншеях и лотках магистральным способом и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Был произведен осмотр ремонтно-механического цеха с определенной установкой шинопроводов, выбора коммутационного оборудования и питающих кабелей электроприемников.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки, а также проведены расчеты релейной защиты и рассмотрены вопросы БЖД и управление, с экономической точки зрения, предприятием.

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

16. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
17. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Издво стандартов, 1998. – 38 с.
18. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
19. ГОСТ 12.0.019-2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
20. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.
21. СП 131.13330.2012. Строительная климатология.
22. Релейная защита распределительных сетей в примерах и задачах с решениями/ А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та 2010. – 202 с.
23. Приказ Министерства промышленности и энергетики Р.Ф. от 22.02.2007. № 49.
24. Гамазин С. И., Кудрин Б.И., Цырук С. А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М. : Издательский дом МЭИ, 2010. – 745 с.
- 25 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки на большие токи Masterpact NT и NW: Каталог. – Schneider Electric, 2007. – 188 с.,

					13.03.02.2019.120.00.00 ПЗ	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		