

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»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

(подпись)

«___» _____ 2019 г.

Электроснабжение химического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.101.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите

к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов

«___» _____ 2019 г.

Руководитель проекта

к.т.н., доцент

_____ Г.С. Валеев

«___» _____ 2019 г.

Консультант по экономике

д.э.н., проф.

_____ А.А. Алабугин

«___» _____ 2019 г.

Автор проекта

Студент группы П-475

_____ П.А. Агеев

«___» _____ 2019 г.

Консультант по БЖД

к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова

«___» _____ 2019 г.

Нормоконтролёр

к.т.н., доцент

_____ Г.С. Валеев

«___» _____ 2019 г.

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

1. План генеральный химического завода
2. Схема электроснабжения
3. План и разрез ОРУ и ЗРУ
4. Плакат по релейной защите
5. Плакат по экономико-управленческой части
6. Плакат по БЖД

Всего 6 листа(ов)

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

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

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

Руководитель

(подпись) Г.С. Валеев
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись) П.А. Агеев
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Технический паспорт проекта	07.01.2019	
2 Введение	14.01.2019	
3 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	10.02.2019	
4 Исходные данные	25.02.2019	
5 Расчёт электрических нагрузок и построение ее картограммы	07.03.2019	
6 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	14.03.2019	
7 Выбор и обоснование схемы и напряжения внешнего электроснабжения	21.03.2019	
8 Выбор и обоснование схемы внутриводского электроснабжения, расчеты по выбору параметров питающих линий	01.04.2019	
9 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов	07.04.2019	
10 Компенсация реактивной мощности	14.04.2019	
11 Расчет показателей качества напряжения	21.04.2019	
12 Технико-экономическое сравнение схем внутриводского электроснабжения	01.05.2019	
13 Расчет защиты электрической сети напряжением 380 В	07.05.2019	
14 Безопасность жизнедеятельности	14.05.2019	
15 Экономико-управленческая часть	25.05.2019	
16 Графическая часть	01.06.2019	
17 Оформление пояснительной записки	05.06.2019	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

Г.С. Валеев

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

П.А. Агеев

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Агеев П.А. Электроснабжение химического завода. – Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2019. – 138 с., 31 ил., 54 табл., библиогр. список – 30 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Задачей настоящей выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения химического завода в Башкирии, обеспечивающей соответствующий уровень надежности, необходимое качество, оптимальные экономичные режимы работы и безопасность в обслуживании и эксплуатации.

Основной целью дипломного проекта «Электроснабжение химического завода» является закрепление и систематизация теоретических знаний, полученные при изучении различных дисциплин.

Химический завод относится к средним по мощности предприятиям с суммарной расчетной мощностью 12174,1 кВт. завод имеет 17 цехов и высоковольтные нагрузки: 4 синхронных двигателя 630 кВт, 4 синхронных двигателя 800 кВт и 4 преобразователя 500 кВт.

Согласно исходным данным на проектирование, обеспечение предприятия электроэнергией возможно на напряжении 35 кВ и 110 кВ от энергосистемы, удаленной от предприятия на расстояние 4,5 км.

В данной работе были проведены все основные этапы проектирования электроснабжения, а именно были посчитаны нагрузки предприятия как до, так и свыше 1000 В, выбраны трансформаторы гпш, цеховых трансформаторных подстанций, кабели, оборудование открытого распределительного устройства и внутризаводской системы электроснабжения, рассчитаны токи короткого замыкания, показатели качества и так далее.

Было проведено технико-экономическое сравнение различных вариантов электроснабжения на разном внешнем напряжении, а также с разной конфигурацией схемы внутризаводского электроснабжения.

Вопросы охраны труда и экономико-управленческой деятельности предприятия были подробно рассмотрены в данном дипломном проекте.

Проведен подробный расчет уставок релейной защиты низковольтного распределительного пункта.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ			
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Агеев П.А.			Электроснабжение химического завода	лит.	лист	листов
Провер.		Валеев Г.С.					3	139
Реценз.						ФГАОУ ВО ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Н. Контр.		Валеев Г.С.						
Утверд.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	7
ВВЕДЕНИЕ	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	9
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	11
Выводы по разделу 1	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ПОСТРОЕНИЕ ЕЕ КАРТОГРАММЫ	13
2.1 Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху	13
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	19
2.3 Построение картограммы электрических нагрузок	22
Выводы по разделу 2	25
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНС- СФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП	26
3.1 Общие положения	26
3.2 Выбор трансформаторов	26
3.3 Мощности компенсирующих устройств на каждой ТП	28
3.4 Месторасположение подстанции	29
3.5 Послеаварийный режим	32
Выводы по разделу 3	32
4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	33
4.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения	33
4.2 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	37
4.2.1 потери электроэнергии в силовых трансформаторах гпп	37
4.2.2 Расчет лэп от районной подстанции энергосистемы до гпп предприятия	38
4.2.3 Расчет токов кз в начале отходящих линий от питающей под- станции энергосистемы и на вводах гпп	39
4.2.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих ли- ний от подстанции энергосистемы и на вводе гпп для 110 кВ	42
4.2.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих ли- ний от подстанции энергосистемы и на вводе гпп для 35 кВ	47
4.2.6 Технико-экономические показатели схемы внешнего электро- снабжения	50
Выводы по разделу 4	54
5 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТЫ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	55
5.1 Выбор величины напряжения	55
5.2 Конструктивное выполнение электрической сети	55
5.3 Расчет питающих линий	55
Выводы по разделу 5	59

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	60
6.1 Расчет токов кз	60
6.2 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	65
6.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд гпп	65
6.2.2 Выбор типа РУ на низкой стороне гпп, выключателей, трансформаторов тока и напряжения	66
6.2.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока	68
6.2.4 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость	69
6.2.5 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции	70
Выводы по разделу 6	71
7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	72
7.1 Обоснование необходимости установки устройств крм	72
7.2 Выбор низковольтных бск	73
7.3 Расчет реактивных мощностей синхронных двигателей	76
7.4 Выбор высоковольтных бс к	77
Выводы по разделу 7	78
8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ	79
8.1 Расчет коэффициентов гармонических составляющих	79
8.2 Выбор пассивного фильтра 5 гармоники	83
8.3 Выбор реактора фильтра 5 гармоники	86
8.4 Пересчет коэффициентов гармонических составляющих	87
Выводы по разделу 8	89
9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	90
9.1 Описание вариантов схем электроснабжения	90
9.2 Выбор трансформаторов и кл для второго варианта	91
9.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	94
Выводы по разделу 9	96
10 РАСЧЕТ ЗАЩИТНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 380 В	97
10.1 Организация защиты	97
10.2 Выбор предохранителя на отходящей от тп линии	97
10.3 Выбор и расчет защитных автоматических выключателей	99
10.3.1 Выбор секционного выключателя QF3	101
10.3.2 Расчёт защиты вводных автоматических выключателей тп	105
10.4 Анализ результатов	109
10.5 Температурный контроль изоляции трансформатора	113
Выводы по разделу 10	114
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	115
11.1 Введение	115
11.2 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции	115
11.2.1 Обоснование местоположения подстанции	115
11.2.2 Габариты и разрывы на подстанции	116

11.2.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле	116
11.2.4 Окраска токоведущих частей	117
11.2.5 Электрозащитные средства	118
11.2.6 Требования к устройству дверей	118
11.3 Электробезопасность	118
11.3.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки	119
11.3.2 Требования прокладки заземления на ОРУ	119
11.3.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства	120
11.4 Расчет освещения открытого распределительного устройства	123
11.5 Пожарная безопасность	125
11.5.1 Категория пожарной опасности	125
11.5.2 Пожарная безопасность трансформатора	126
11.5.3 Расчет молниезащиты подстанции	127
Выводы по разделу 11	130
12 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	131
12.1 Результаты технико-экономического расчёта	131
12.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений	131
12.3 Модель пирамиды целеполагания химического завода	132
12.4 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности	133
12.5 Модель поля сил реализации проекта	134
12.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта	135
Выводы по разделу 12	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	138

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения химического завода, расположенного в Башкирии.

Суммарная расчетная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 7998,3 кВт;

Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 12174,1 кВт;

потребители 1 категории: гальванический цех, насосная.

потребители 2 категории: заводоуправление, зеркальный цех, инструментальный цех, химический цех, котельная, сборочный цех, цех елочных украшений, цех пластмасс, штамповочный цех, электроремонтный цех, электроцех, компрессорная, заготовительно-сварочный цех.

потребители 3 категории: склад, гаражи.

заданный энергосистемой коэффициент реактивной мощности: $\text{tg}\varphi=0,5$.

Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

Мощности короткого замыкания в точках к1-к4: 3200 МВА; 2157 МВА; 140 МВА; 5,6 МВА.

Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 4,5 км, питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

Количество, тип и мощность трансформаторов гпп: 2хТДН-10000/110/10.

Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

Типы принятых ячеек распределительных устройств гпп: кМ1.

На территории устанавливаются 11 трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью 250, 400, 630, 1000 кВА.

Тип кабельных линий на напряжение 10 кВ: ААШв сечения: 3х35, 3х70.

Внутрицеховое напряжение: 0,4 кВ.

Тип кабельных линий на напряжение 0,4 кВ: АВВГнг сечения 4х25, 4х35, 4х120; ВВГнг сечением 4х185.

Тип выключателей 0,4 кВ: Masterpact NW20; ВР 32-0,4-630.

Тип нрп: ктп 400, 630, 1000.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения, как и другие объекты, должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям. Они должны обладать минимальными затратами при обеспечении всех технических требований, обеспечивать требуемую надежность, быть удобными в эксплуатации и безопасными в обслуживании, обладать гибкостью, обеспечивающей оптимальный режим эксплуатации в нормальных условиях и близкие к ним в послеаварийных ситуациях.

Решение задач проектирования и эксплуатации СЭС постоянно усложняется, так как совершенствуются и внедряются новые энергосберегающие технологии, обновляется электрооборудование, повышаются требования к качеству электрической энергии и надежности электроснабжения.

Проектирование системы электроснабжения является трудоемкой и многофункциональной задачей, связанной с учетом множества на первый взгляд не связанных с электроснабжением факторов, таких как специфика производства и современное состояние и прогнозы экономических показателей. Для решения этой задачи необходимо применение вычислительной техники при расчете нагрузок и распределения электроэнергии как внутри предприятия, так и по его подразделениям.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Произведем сравнение зарубежного автоматического выключателя типа Compact компании Schneider Electric и отечественного автоматического выключателя типа ВА компании контактор.

Автоматические выключатели Compact применяются в электрических сетях промышленных предприятий и непромышленных объектах.

Автоматические выключатели Compact благодаря своим характеристикам имеют исключительные токоограничивающие свойства и широкие возможности по селективности. Токоограничение позволяет снизить отрицательные тепловые и электродинамические нагрузки на элементы электрической сети [1].

Выключатели серии Compact имеют предельную отключающую способность (отключаемый полный ток) от 25 до 150 кА. каждому току отключения присвоены определённые индексы – В, F, N, H, S, L, соответствующие токам 25, 36, 50, 70, 100, 150 кА.

Также у выключателей серии Compact имеется возможность реализации принципа каскадного соединения. Благодаря этому принципу значительно снижается стоимость аппаратов, установленных ниже автоматических выключателей.

Выключатели Compact NS для защиты электрических сетей оснащаются магнитотермическим расцепителем ТМ (для выключателей с I_n до 250 А), электронными расцепителями STR (до 630 А) и блоками контроля и управления Micrologic (до 1600 А) [2]. В новой серии выключателей Compact NSX электронные расцепители STR заменены на блоки контроля и управления Micrologic [3].

Автоматические выключатели ВА используются в электрических цепях частотой 50 Гц, с номинальным напряжением 230/400 В и током до 63 А, выключатели выпускаются с защитными характеристиками В, С, D.

Автоматические выключатели серий ВА51 и ВА52 изготавливаются на номинальные токи 250, 400 и 630 А. Эти выключатели предназначены для эксплуатации с напряжением до 660 В переменного тока и до 440 В постоянного тока [4].

Выключатели осуществляют защиту от перегрузки, токов кз, снижения напряжения, а также нечастые оперативные коммутации электрических цепей. В их устройстве имеются электротепловые и электромагнитные расцепители тока.

Отличительными особенностями автоматических выключателей серии ВА 02-01 являются увеличенные габариты, в результате изменённой конструкции, что позволяет увеличить величину номинального тока до 100 А, а номинальную отключающую способность до 10000 А. Эти автоматические выключатели выпускаются с защитными характеристиками С и D, а также имеют указатель положения контактов.

Преимущества аппаратуры ВА:

- 1) Есть модели с регулировкой защиты от короткого замыкания и перегрузки;
- 2) Диапазон тока срабатывания от 16 до 6000 А;

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- 3) лазерная гравировка на корпусе;
- 4) Все оборудование имеет сертификат Таможенного союза.

Недостатки аппаратуры ВА:

- 1) Неказистый дизайн выключателей;
- 2) Мало моделей бытового назначения;
- 3) Высокая стоимость для отечественного продукта;
- 4) контакты расположены заподлицо с частями корпуса (а не утоплены вглубь), поэтому при неосторожном обращении мастера может ударить током.

преимущества аппаратуры Compact:

- 1) продукция на любое количество полюсов от 1 до 4;
- 2) Изготовление выключателей на автоматической линии, с контролем собран-ных узлов после каждой операции, что гарантирует высокую надёжность;
- 2) Собственное производство всех комплектующих для выключателей, включая изготовление деталей из термостойкой пластмассы, с полным контролем качества элементов;

3) Автоматические выключатели серии Compact в зависимости от величины коммутируемых токов применяются:

- в качестве вводных и секционных выключателей Тп с трансформаторами мощностью 630 кВА и менее;
- для защиты отходящих линий промежуточного уровня – ВРУ, РпН РЩ;
- для защиты электродвигателей;

4) В автоматических выключателях Compact NS применяется новаторский принцип ограничения больших токов кз – рото-активное размыкание. каждый полюс выключателя имеет изолированную конструкцию в виде оболочки. Внутри нее располагаются пары контактов, две дугогасительных камеры. при возникновении тока кз подвижный контакт начинает поворачиваться за счет электромагнитных сил отталкивания между контактами. при этом создаются две последовательные дуги. Ограничение больших токов кз осуществляется за счет давления, которое создается энергией электрической дуги. Благодаря пружинно-поршневому механизму, связанному с подвижными контактами, возникающее давление способствует ускорению расхождения контактов, удлинению дуги, что ведёт к росту её сопротивления, деионизации и, в конечном итоге, гашению [1].

Недостатки аппаратуры Compact:

- 1) Сравнительно высокая стоимость;
- 2) Ограниченный диапазон номинальных токов.

Выводы по разделу

В данном разделе произведен сравнительный анализ автоматических выключателей Compact и ВА. В отличие от выключателей типа ВА, Compact имеют меньший срок службы, но имеют меньшие размеры, что упрощает установку и эксплуатацию. Также Compact имеет меньшую износостойкость и большую надежность, но при этом все имеет высокую стоимость.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Необходимо выполнить проект системы электроснабжения химического завода в объеме, указанном в содержании. завод расположен в Башкирии (Башкирэнерго) [5].

Генеральный план предприятия представлен на листе 1. Сведения об установленной мощности электроприемников, как отдельного цеха, так и группы цехов приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

1. Расстояние от предприятия до энергосистемы 4,5 км;
2. Уровни напряжения на шинах главной городской понизительной подстанции: 35 и 110 кВ;
3. Мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы:
для U_1 – 720 МВА;
для U_2 – 3200 МВА;
4. Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу:
Согласно действующим тарифам;
5. Температура:
окружающего воздуха 22 °С;
почвы (на глубине 0,7 м) 15 °С;
6. коррозионная активность грунта предприятия средняя;
7. Есть колебания и растягивающие усилия в грунте [5].

Данные по высоковольтным электроприемникам представлены в таблице 1.1.
Данные по низковольтным электроприемникам представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Данные по высоковольтным электроприемникам

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	кол-во электроприёмников	коэффициент использования, ки	коэффициент мощности $\cos \varphi$
12	Гальванический цех	преобразователи	500	4	0,7	0,8
13	Насосная	Синхронные двигатели	630	4	0,8	0,85
16	компрессорная	Синхронные двигатели	800	4	0,85	0,9

Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ.

Таблица 1.2 – Данные по низковольтным электроприемникам

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, $n_э$	коэффициент использования, $K_{и}$	коэффициент мощности $\cos\varphi$
1	заводоуправление	100	11	0,4	0,7
2	зеркальный цех	865	33	0,5	0,75
3	инструментальный цех	630	63	0,55	0,75
4	склад	30	4	0,25	0,5
5	химический	985	67	0,7	0,8
6	котельная	420	25	0,8	0,86
7	сборочный цех	1780	308	0,55	0,75
8	цех елочных украшений	900	39	0,5	0,7
9	цех пластмасс	1115	43	0,7	0,8
10	гаражи	190	50	0,35	0,6
11	штамповочный цех	1900	40	0,55	0,75
12	гальванический цех	1745	180	0,85	0,9
13	насосная	200	65	0,8	0,85
14	ремонтно-механический цех	–	–	–	–
15	электроцех	260	23	0,4	0,7
16	компрессорная	540	17	0,8	0,85
17	заготовительно-сварочный цех	2185	30	0,55	0,75

Выводы по разделу 1

В данном разделе были рассмотрены исходные данные проекта. Были перечислены данные по высоковольтным нагрузкам, низковольтным нагрузкам, месторасположение завода, уровни внешнего напряжения и так далее. Все эти данные необходимы для дальнейших расчетов в следующих разделах.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ПОСТРОЕНИЕ ЕЕ КАРТОГРАММЫ

2.1 Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм [6].

Определяем средние активную и реактивную нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (2.1)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.2)$$

где $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену;
 $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

$k_{\text{иа}}$ и $\text{tg}\varphi$ приводятся в электротехнических справочниках.

затем определяем средние мощности по отделениям:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_1^n P_{\text{ср}i}, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_1^n Q_{\text{ср}i}. \quad (2.4)$$

после этого находим эффективное число электроприёмников по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{ном}i})^2}{\sum P_{\text{ном}i}^2}. \quad (2.5)$$

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}}. \quad (2.6)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{\text{ра}} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{иа}})$.

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{\text{рр}} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\text{э}}}}. \quad (2.7)$$

Расчётные мощности отделений определяем по формулам:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$P_p = K_{pa} \cdot P_{cp\Sigma}, \quad (2.8)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot Q_{cp\Sigma}. \quad (2.9)$$

полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.10)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.11)$$

где $U_{ном} = 0,38$ кВ – номинальное напряжение цеховой сети.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других [6]. В таблице 2.1 приведены результаты расчетов наиболее загруженной фазы отделения пропитки для однофазных электроприёмников.

Сначала необходимо разделить электроприемники на те, которые подключаются на линейное напряжение и те, которые подключаются на фазное напряжение. Электроприемники, подключенные на линейное напряжение необходимо распределить по фазам, используя коэффициенты приведения нагрузки в фазе [7]. Эти коэффициенты зависят от коэффициента мощности электроприемников и находятся из справочных данных [6].

Правильность нахождения коэффициентов можно проверить, используя формулы:

$$k_{(AB)A} + k_{(AB)B} = 1, \quad (2.12)$$

$$q_{(AB)A} + q_{(AB)B} = \operatorname{tg}\varphi_{AB}, \quad (2.13)$$

где $k_{(AB)A}$ – коэффициент приведения активной мощности приемника, подключенного на напряжение U_{AB} , к фазе A;

$q_{(AB)A}$ – коэффициент приведения реактивной мощности приемника, подключенного на напряжение U_{AB} , к фазе A.

загрузку фаз определяем по полной мощности:

$$S_{\text{фазы}} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \quad (2.14)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{ном}} \cdot k_{\text{иа}}, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.16)$$

за среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{\text{ра}} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{иа}}; T_0)$, T_0 – тепловая постоянная времени нагрева. значение коэффициента расчётной мощности будет разным для разных уровней электроснабжения. поэтому $K_{\text{ра}}$ для расчета цеха и $K_{\text{ра}}$ для расчета отделений цеха находятся по разным таблицам. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт то $K_{\text{ра}}$ ищем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по электроремонтному цеху сводим в таблицу 2.2.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников

Наименование узлов СЭС	Pном, кВт	п, шт	P·Pном ² , кВт ²	Установленная мощн. Эп на Ул, кВт			коэф. приведения P и Q нагрузки к фазе			Установ. мощн. Эп на Уф, кВт			kia	tgφ	cosφ	Сред. мощн. за наиболее загруженную смену					
				AB	BC	CA	кф	k	q	A	B	C				Pс, кВт			Qс, кВар		
																A	B	C	A	B	C
Отделение пропитки (ШР-5)																					
Электроприемники, подключенные на линейное напряжение (Ул=380 В)																					
1. печь сушильная	300	5	18000	120			A	0,5	-0,29	60			0,8	0	1	48			-27,84		
							B	0,5	0,29		60						48			27,84	
				60	120		B	0,5	-0,29		60						48			-27,84	
							C	0,5	0,29			60						48		27,84	
							C	0,5	-0,29			30						24		-13,92	
A	0,5	0,29	30					24		13,92											
Итого:	300	5	18000	120	120	60				90	120	90				72	96	72	-13,92	0	13,92
Электроприемники, подключенные на фазное напряжение (Уф=220 В)																					
2. Ванна для пропитки	70	7	700							40	0	30	0,7	0,48	0,9	28	0	21	13,56	0	10,17
Итого:	70	7	700							40	0	30	0,7	0,48	0,9	28	0	21	13,56	0	10,17
Итого по отделению:	370	12	18700							130	120	120	0,775			100	96	93	-0,36	0	24,09

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

130302.2019.101.00.00 ПЗ

Таблица 2.2– Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Наименование узлов СЭС	к-во потреб, шт	Ном. Мощность рном, кВт	Ном. Мощ. группы Рном, кВт	kia	cos φ	tgφ	kia·Рном, кВт	kia·Рном· tgφ, кВар	n·Рном ² , кВт ²	nэ	Кра	Крр	Расчетная мощность			Iр, А
													Рр, кВт	Qр, кВар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Намоточное отделение 1 (ШР-1)																
1. Станок намоточный	25	2,4	60	0,2	0,65	1,17	12,0	14,0	144,0							
2. Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,3	0,8	0,75	6,8	5,1	168,8							
3. Станок перемоточный	2	3	6	0,14	0,5	1,73	0,8	1,5	18,0							
4. Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,14	0,5	1,73	1,4	2,4	32,7							
5. Станок оплеточный	14	0,6	8,4	0,14	0,5	1,73	1,2	2,0	5,0							
6. Ванна для лужения	3	10	30	0,7	0,9	0,48	21,0	10,2	300,0							
7. Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,4	0,7	1,02	0,9	0,9	4,8							
8. Электротельфер	2	2,8	5,6	0,15	0,5	1,73	0,8	1,5	15,7							
9. Вентилятор	3	14	42	0,7	0,8	0,75	29,4	22,1	588,0							
Итого по ШР-1	56		186,6	0,398		0,80	74,3	59,6	1277,0	27,3	1,0	1,0	74,3	59,6	95,2	144,6
Механическое отделение (ШР-2)																
10. Станок токарно-винторезный	20	6,4	128	0,12	0,4		15,4	35,2	819,2							
11. Станок универсально-фрезерный	8	2,8	22,4	0,2	0,65		4,5	5,2	62,7							
12. Станок кругло-шлифовальный	9	9,7	87,3	0,12	0,4		10,5	24,0	846,8							
13. Станок плоскошлифовальный	4	3,4	13,6	0,2	0,65		2,7	3,2	46,2							
14. Станок универсально заточной	2	2,4	4,8	0,14	0,5		0,7	1,2	11,5							
15. Станок вертикально-сверильный	25	2,2	55	0,2	0,65		11,0	12,9	121,0							
16. Станок токарно-доделочный	4	4,5	18	0,2	0,65		3,6	4,2	81,0							
17. Станок горизонтально фрезерный	4	4,5	18	0,2	0,65		3,6	4,2	81,0							
18. Электротельфер	1	2,8	2,8	0,15	0,5		0,4	0,7	7,8							
19. Вентилятор	2	14	28	0,7	0,8		19,6	14,7	392,0							
Итого по ШР-2	79		377,9	0,190		1,47	71,9	105,5	2469,3	57,8	1,0	1,0	71,9	105,5	127,7	194,0
Намоточное отделение 2 (ШР-3)																
20. Станок рубки провода	10	0,6	6	0,14	0,5		0,8	1,5	3,6							
21. Станок подрезки секций	2	3,4	6,8	0,14	0,5		1,0	1,6	23,1							
22. Станок укладки пазов	12	1,2	14,4	0,2	0,65		2,9	3,4	17,3							
23. полуавтомат рубки меди	6	1,5	9	0,14	0,5		1,3	2,2	13,5							
24. полуавтомат резки металлов	1	7,5	7,5	0,14	0,5		1,1	1,8	56,3							
25. полуавтомат укладки пазовой изоляции	9	1,1	9,9	0,14	0,5		1,4	2,4	10,9							
26. полуавтомат изолировки пазов	6	1,7	10,2	0,2	0,65		2,0	2,4	17,3							
27. полуавтомат резки изоляционных прокладок	1	2,2	2,2	0,14	0,5		0,3	0,5	4,8							
28. Станок оплеточный	2	0,6	1,2	0,14	0,5		0,2	0,3	0,7							
29. Станок намотки и скрутки	3	3,4	10,2	0,2	0,65		2,0	2,4	34,7							
30. Станок намоточный	30	3	90	0,12	0,4		10,8	24,7	270,0							
31. полуавтомат намотки якорей	4	5,5	22	0,2	0,65		4,4	5,1	121,0							
32. Ванна для пайки	2	15	30	0,7	0,9		21,0	10,2	450,0							
33. Электротельфер	1	2,8	2,8	0,15	0,5		0,4	0,7	7,8							
34. Испытательная установка	4	10	40	0,3	0,8		12,0	9,0	400,0							
Итого по ШР-3	93		262,2	0,235		1,11	61,5	68,3	1431,1	48,0	1,0	1,0	61,5	68,3	91,9	139,6

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

130302.2019.101.00.00 ПЗ

лист

17

продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
коллекторное отделение (ШР-4)																
35. прес гидравлический	45	9,5	427,5	0,17	0,65		72,7	85,0	4061,3							
36. прес кривошипный	6	4,5	27	0,17	0,65		4,6	5,4	121,5							
37. Станок агрегатный	2	18	36	0,2	0,65		7,2	8,4	648,0							
38. Автомат токарный	2	8	16	0,2	0,65		3,2	3,7	128,0							
39. Установка испытательная	2	7,5	15	0,3	0,8		4,5	3,4	112,5							
40. Обогреватель пресс-форм	1	20	20	0,6	1		12,0	0,0	400,0							
41. Вентилятор	8	4	32	0,7	0,8		22,4	16,8	128,0							
Итого по ШР-4	66		573,5	0,221		0,97	126,6	122,7	5599,3	58,7	1,0	1,0	126,6	122,7	176,3	267,8
Отделение пропитки (ШР-5)																
42. Однофазные электроприемники	12		370	0,775			300,0	-1,1	18700,0							
43. Вентилятор	4	14	56	0,7	0,8		39,2	29,4	784,0							
44. Насос	2	3	6	0,7	0,75		4,2	3,7	18,0							
Итого по ШР-5	18		432	0,795		0,09	343,4	32,0	19502,0	9,6	1,0	1,1	343,4	35,2	345,2	524,5
Отделение намотки полюсных катушек (ШР-6)																
45. Станок оплеточный	15	0,6	9	0,14	0,5		1,3	2,2	5,4							
46. Станок намоточный	50	3	150	0,12	0,4		18,0	41,2	450,0							
47. Станок перемоточный	4	3	12	0,2	0,65		2,4	2,8	36,0							
48. Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,14	0,5		1,4	2,4	32,7							
49. Установка испытательная	2	7,5	15	0,3	0,8		4,5	3,4	112,5							
50. Электротельфер	1	2,8	2,8	0,15	0,5		0,4	0,7	7,8							
51. Устанок сатураторная	1	2,2	2,2	0,4	0,7		0,9	0,9	4,8							
52. Электрокипятильник	2	3	6	0,6	1		3,6	0,0	18,0							
53. Ванна для пайки	3	10	30	0,7	0,9		21,0	10,2	300,0							
54. Вентилятор	1	14	14	0,7	0,8		9,8	7,4	196,0							
Итого по ШР-6	82		250,9	0,252		1,13	63,2	71,2	1163,3	54,1	1,0	1,0	63,2	71,2	95,2	144,6
Итого по цеху:	394		2083,1	0,356	0,85	0,62	741,0	459,1	31441,9	138,0	0,7		548,3	339,8	645,0	980,0

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата

130302.2019.101.00.00 ПЗ

лист

18

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов так же, как и для ремонтно-механического цеха.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{р.осв.}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.} = 0,01 \dots 0,025$ кВт/м² и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.}$ при наружном освещении $P_{уд.осв.} = 0,001$, а $K_{с.осв.} = 1$.

$$P_{р.осв.} = F_{ц} \cdot P_{уд.осв.} \cdot K_{с.осв.} \quad (2.17)$$

$$Q_{р.осв.} = P_{р.осв.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв.} \quad (2.18)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\operatorname{tg}\varphi_{осв.}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности. Для натриевых ламп коэффициент мощности $\cos\varphi_{осв.} = 0,9$ [6].

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.осв.})^2 + (Q_p + Q_{р.осв.})^2} \quad (2.19)$$

после нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности, средние активные $P_{ср.}$ и реактивные $Q_{ср.}$ нагрузки, расчетные и осветительные нагрузки $P_{р.осв.}$. Учитывается освещение всей территории предприятия.

Суммарная полная мощность низковольтных нагрузок по предприятию определяется не суммированием полных мощностей цехов, а через суммарные активные (силовые и осветительные) и реактивные (силовые и осветительные) мощности по предприятию.

После этого производим расчет высоковольтных электроприемников. На данном предприятии присутствуют высоковольтные электроприемники напряжением 10 кВ. Их расчет не отличается от расчета низковольтных электроприемников, за исключением того, что в качестве расчетной мощности мы принимаем среднюю мощность электроприемников, а также реактивная мощность синхронных двигателей учитывается с отрицательным знаком (СД производят реактивную мощность, а не потребляют) [7].

Таблицу заканчивает строка «Итого», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 2.3.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица 2.3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов	пэ	Рном, кВт	киа	cosφ	tgφ	Рс, кВт	Qс, кВар	Кра	Рр, кВт	Qр, кВар	Fц, м²	Руд.о, кВт/м²	cosφо	кс.о	Рр.о, кВт	Qр.о, кВар	Рр+Рр.о, кВт	Qр+Qр.о, кВар	SpΣ, кВА
Нагрузка 0,4 кВ																			
1. заводоуправление	11	100	0,4	0,70	1,02	40,0	40,8	1,06	42,4	40,8	1143,0	0,015	0,9	0,9	14,6	7,1	57,0	47,9	74,4
2. зеркальный цех	33	865	0,5	0,75	0,88	432,5	381,4	0,80	346,0	305,1	2161,4	0,015	0,9	0,8	25,9	12,6	371,9	317,7	489,2
3. Инструментальный цех	63	630	0,55	0,75	0,88	346,5	305,6	0,78	270,3	238,4	685,8	0,015	0,9	0,8	8,2	4,0	278,5	242,3	369,2
4. Склад	4	30	0,25	0,50	1,73	7,5	13,0	1,69	12,7	14,3	1215,8	0,011	0,9	0,6	8,0	3,9	20,7	18,2	27,5
5. Химический	67	985	0,7	0,80	0,75	689,5	517,1	0,80	551,6	413,7	789,7	0,011	0,9	0,8	6,9	3,4	558,5	417,1	697,1
6. котельная	25	420	0,8	0,86	0,59	336,0	199,4	0,90	302,4	179,4	166,3	0,011	0,9	0,9	1,6	0,8	304,0	180,2	353,5
7. Сборочный цех	308	1780	0,55	0,75	0,88	979,0	863,4	0,78	763,6	673,4	2476,6	0,015	0,9	0,8	29,7	14,4	793,3	687,8	1050,0
8. Цех елочных украшений	39	900	0,5	0,70	1,02	450,0	459,1	0,80	360,0	367,3	2909,5	0,011	0,9	0,8	25,6	12,4	385,6	379,7	541,1
9. Цех пластмасс	43	1115	0,7	0,80	0,75	780,5	585,4	0,85	663,4	497,6	1352,6	0,011	0,9	0,8	11,9	5,8	675,3	503,3	842,3
10. Гаражи	50	190	0,35	0,60	1,33	66,5	88,7	1,00	66,5	88,7	2230,6	0,011	0,9	0,6	14,7	7,1	81,2	95,8	125,6
11. Штамповочный цех	40	1900	0,55	0,75	0,88	1045,0	921,6	0,83	867,4	764,9	3823,9	0,011	0,9	0,8	33,7	16,3	901,0	781,2	1192,5
12. Гальванический цех	180	1745	0,85	0,90	0,48	1483,3	718,4	0,80	1186,6	574,7	748,2	0,011	0,9	0,8	6,6	3,2	1193,2	577,9	1325,8
13. Насосная	65	200	0,8	0,85	0,62	160,0	99,2	1,00	160,0	99,2	97,0	0,015	0,9	0,9	1,3	0,6	161,3	99,8	189,7
14. Электроремонтный цех	138	2083,1	0,356	0,85	0,62	741,6	459,6		548,3	339,8	765,5	0,011	0,9	0,8	6,7	3,3	555,0	343,1	652,5
15. Электроцех	23	260	0,4	0,70	1,02	104,0	106,1	1,00	104,0	106,1	2116,3	0,011	0,9	0,8	18,6	9,0	122,6	115,1	168,2
16. компрессорная	17	540	0,8	0,85	0,62	432,0	267,7	0,90	388,8	241,0	2441,9	0,011	0,9	0,8	21,5	10,4	410,3	251,4	481,2
17. заготовительно-сварочный	30	2185	0,55	0,75	0,88	1201,8	1059,8	0,83	997,5	879,7	2303,4	0,011	0,9	0,8	20,3	9,8	1017,7	889,5	1351,6
18. Освещение территории											110904,3	0,001	0,9	1,0	110,9	53,7	110,9	53,7	123,2
Итого по 0,4 кВ:	1136	15928,1	0,58			9295,6	7086,2		7631,4	5824,0					366,9	177,7	7998,3	6001,7	9999,6
Нагрузка 10 кВ																			
12. Гальванический цех (пр 500)	4	2000	0,70	0,80	0,75	1400	1050												
13. Насосная (СД 630)	4	2520	0,80	0,85	-0,62	2016	-1249,4												
16. компрессорная (СД 800)	4	3200	0,85	0,90	-0,48	2720	-1317,4												
Итого по 10 кВ:	12	7720				6136	-1516,8												
Итого:		23648,1	0,65			15431,6	5569,5												

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

2.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения [6].

Расчёт картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \quad (2.20)$$

где P_{pmin} – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

$R_{min} = 5$ мм – радиус минимальной окружности.

В нашем случае $P_{pmin} = 20,7$ кВт (цех №4 – склад), тогда:

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot R_{min}^2} = \frac{20,7}{3,14 \cdot 25} = 0,3 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.21)$$

где P_{pi} – расчётная активная нагрузка всего i -го цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{p\sum i}}, \quad (2.22)$$

где P_{pni} – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

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

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.23)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.24)$$

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

Если принять за нулевую точку левый нижний угол границы предприятия, то координаты центра электрических нагрузок предприятия получились следующими: $X_{ц} = 201,4$ м; $Y_{ц} = 93,9$ м.

При построении центров для каждого из цехов допускаем, что электрическая нагрузка на их территории располагается равномерно. В случае если здание имеет геометрическую форму отличную от прямоугольника разбиваем его на несколько прямоугольников определяем координаты центров этих прямоугольников, через площади и их координаты и определяем центр электрических нагрузок цеха.

Гпп следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

Расположить гпп в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить гпп относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 2.4.

					130302.2019.101.00.00 Пз	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Таблица 2.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p\Sigma}$, кВт	$P_{p.n.}$, кВт	$P_{p.o.}$, кВт	$P_{p.v.}$, кВт	х, м	у, м	R, мм	α_{ni} , град	α_{oi} , град	α_{vi} , град
1. заводоуправление	57,0	42,4	14,6	0	564,5	164,5	8,3	268	92	0
2. зеркальный цех	371,9	346,0	25,9	0	513,5	116,0	21,2	335	25	0
3. Инструментальный цех	278,5	270,3	8,2	0	543,4	196,1	18,3	349	11	0
4. Склад	20,7	12,7	8,0	0	503,3	196,1	5,0	220	140	0
5. Химический	558,5	551,6	6,9	0	427,6	147,4	26,0	356	4	0
6. котельная	304,0	302,4	1,6	0	376,3	188,2	19,2	358	2	0
7. Сборочный цех	793,3	763,6	29,7	0	313,2	144,1	31,0	347	13	0
8. Цех елочных украшений	385,6	360,0	25,6	0	297,4	181,6	21,6	336	24	0
9. Цех пластмасс	675,3	663,4	11,9	0	233,6	110,5	28,6	354	6	0
10. Гаражи	81,2	66,5	14,7	0	209,2	176,3	9,9	295	65	0
11. Штамповочный цех	901,0	867,4	33,7	0	159,2	176,3	33,0	347	13	0
12. Гальванический цех	2593,2	1186,6	6,6	1400	181,6	75,0	56,0	165	1	194
13. Насосная	2177,3	160,0	1,3	2016	173,0	17,1	51,3	26	0,22	333,3
14. Электроремонтный цех	555,0	548,3	6,7	0	154,4	238,8	25,9	356	4	0
15. Электроцех	122,6	104,0	18,6	0	121,7	82,9	12,2	305	55	0
16. компрессорная	3130,3	388,8	21,5	2720	121,7	46,1	61,5	45	2	313
17. заготовительно-сварочный	1017,7	997,5	20,3	0	74,6	113,6	35,1	353	7	0

Выводы по разделу 2

В данном разделе был проведен расчет электрических нагрузок всего предприятия, а также отдельно электроремонтного цеха. Был проведен подробный расчет как однофазных электроприемников электроремонтного цеха, так и трехфазных. Были определены расчетные мощности каждого цеха, а также рассчитана и построена картограмма электрических нагрузок. Эти данные будут необходимы для выбора цеховых трансформаторов и питающих их кабелей.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

3.1 Общие положения

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

Цеховые тп служат для снижения напряжения до 0,4 кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых тп сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на тп;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на тп;
- выбор местоположения тп [7].

3.2 Выбор трансформаторов

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, то есть определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{\text{тmin}}^{\text{H}}$) равно 2 для первой категории надёжности, для второй категории надёжности - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4 кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{\text{эт}}$ цеховой тп и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Связь между $S_{\text{эт}}$ и σ

плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5...выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой тп $S_{\text{эт}}$,кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых тп.
Находим плотность цеховой нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}}, \quad (3.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
 $F_{\text{ц}}$ – площадь цеха, м².

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $S_{\text{эт}}$ из таблицы 3.1.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{\text{эт.доп}} \cdot S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (3.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха;

$K_{\text{з.т.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{\text{з.т.доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{\text{з.т.доп}} = 0,8 \dots 0,85$ – для второй категории, $K_{\text{з.т.доп}} = 0,93 \dots 0,95$ – для третьей категории,

$\Delta N_{\text{т}}$ – добавка до ближайшего целого числа.

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$N_{\text{т.мин}} = \max(N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}}; N_{\text{т.мин}}^{\text{Н}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{т}}^{\text{Опт}} = N_{\text{т.мин}} + m, \quad (3.4)$$

где m – добавка до оптимального числа, $m = f(N_{\text{т.мин}}; K_{\text{з.т.доп}}; \Delta N_{\text{т}})$, берется из справочной литературы.

При условии $N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}} < N_{\text{т.мин}}^{\text{Н}}$ принимается $N_{\text{т}}^{\text{Опт}} = N_{\text{т.мин}}^{\text{Н}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_p}{K_{\text{з.т.доп}} \cdot N_{\text{т}}^{\text{Опт}}}. \quad (3.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на тп зависит от условий эксплуатации. поскольку все тп находятся внутри цехов выбираем

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

трансформаторы ТМГ.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

3.3 Мощности компенсирующих устройств на каждой Тп

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{опт}} \cdot K_{з.т.доп} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

где Q_{1p} – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме;

$N_T^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой тп;

$K_{з.т.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой тп в нормальном режиме;

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой тп;

P_p – расчетная активная нагрузка на тп.

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases}, \quad (3.7)$$

где Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки.

при $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы тп не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной тп.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1. \quad (3.8)$$

коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.9)$$

$$K_{з.т.п/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{т.вз.рез}}{N_T^{\text{опт}} \cdot (N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.10)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

где $N_{т.вз.рез}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых тп.
 потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле [6]:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.11)$$

где n – число Тп в цехе;

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе [8];

$K_{з.т.норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания [8].

потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{т.норм}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot U_{кз}), \quad (3.12)$$

где I_{xx} – ток холостого хода [8];

$S_{т.норм}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания [8].

3.4 Месторасположение подстанции

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования [7].

В нашем случае в некоторых цехах возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать его от тп более мощных цехов. Однако питание от соседней тп и установка рпн экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (3.13)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, питающаяся на напряжении 0,4 кВ;

l – расстояние от рпн цеха до соседней тп (определяется по длине траншеи кабельной линии).

Результаты выбора трансформаторов сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет по выбору цеховых трансформаторов

Наименование цехов, подразделений	категория надежности	Pr, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	Fц, м^2	σ, кВА/м^2	Ст.э, кВА	Nтэ, шт	Nт.min, шт	м, шт	Nт.опт, шт	Ст.ном, кВА	кол-во тр-ров в Тп	Номер Тп	кз.т.д	Тип тр-ров
подразделение 1																
1. заводоуправление	2	57,0	47,9	74,4	1143,0	0,1								НРп1		
2. зеркальный цех	2	371,9	317,7	489,2	2161,4	0,2										
3. Инструментальный цех	2	278,5	242,3	369,2	685,8	0,5								НРп2		
4. Склад	3	20,7	18,2	27,5	1215,8	0,0								НРп3		
Итого (1-4)		728,1	626,1	960,3		0,2	1250	1	2	0	2	630	2	1	0,8	ТМГ
подразделение 2																
5. Химический	2	558,5	417,1	697,1	789,7	0,9	2500	1	2	0	2	400	2	2	0,8	ТМГ
6. котельная	2	304,0	180,2	353,5	166,3	2,1	2500	1	2	0	2	250	2	3	0,8	ТМГ
7. Сборочный цех	2	793,3	687,8	1050,0	2476,6	0,4	2000	1	2	0	2	630	2	4	0,8	ТМГ
8. Цех елочных украшений	2	385,6	379,7	541,1	2909,5	0,2	1250	1	2	0	2	250	2	5	0,8	ТМГ
9. Цех пластмасс	2	675,3	503,3	842,3	1352,6	0,6	2500	1	2	0	2	630	2	6	0,8	ТМГ
Итого (10-11)		982,2	877,0	1316,8		0,3	1600	1	2	0	2	630	2	7	0,8	ТМГ
подразделение 3																
12. Гальванический цех	1	1193,2	577,9	1325,8	748,2	1,8										
13. Насосная	1	161,3	99,8	189,7	97,0	2,0								НРп5		
Итого (12-13)		1354,5	677,7	1514,6		2,0	2500	1	2	0	2	1000	2	8	0,7	ТМГ
подразделение 3																
14. Электроремонтный цех	2	555,0	343,1	652,5	765,5	0,9	2500	1	2	0	2	400	2	9	0,8	ТМГ
подразделение 3																
15. Электроцех	2	122,6	115,1	168,2	2116,3	0,1								НРп6		
16. компрессорная	2	410,3	251,4	481,2	2441,9	0,2										
Итого (15-16)		532,9	366,5	646,8		0,2	1250	1	2	0	2	400	2	10	0,8	ТМГ
подразделение 3																
17. заготовительно-сварочный	2	1017,7	889,5	1351,6	2303,4	0,6	2500	1	2	0	2	1000	2	11	0,8	ТМГ

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата

130302.2019.101.00.00 ПЗ

лист

30

продолжение таблицы 3.2

Q1р, кВар	Q1, кВар	Qк.у, кВар	кз.т.н	кз.т.а	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	Іхх, %	Uк, %	ΔРт, кВт	ΔQт, кВар	Рт+ΔРт, кВт	Q1+ΔQт, кВар
697,08	626,09	0,00	0,76	1,52	1,31	8,5	2	5,5	12,49	65,45	740,60	691,54
312,45	312,45	104,62	0,80	1,60	0,95	5,9	2,1	4,5	9,45	39,84	568,00	352,29
259,92	180,23	0,00	0,71	1,41	0,74	4,2	2,3	4,5	5,68	22,74	309,72	202,97
621,83	621,83	66,01	0,80	1,60	1,31	8,5	2	5,5	13,50	69,55	806,84	691,39
106,35	106,35	273,33	0,80	1,60	0,74	4,2	2,3	4,5	6,86	25,90	392,46	132,25
748,33	503,33	0,00	0,67	1,34	1,31	8,5	2	5,5	10,22	56,17	685,54	559,50
226,50	226,50	650,53	0,80	1,60	1,31	8,5	2	5,5	13,50	69,55	995,72	296,05
354,05	354,05	323,63	0,70	1,40	2,45	12,2	1,4	5,5	16,86	81,90	1371,35	435,95
318,65	318,65	24,42	0,80	1,60	0,95	5,9	2,1	4,5	9,45	39,84	564,49	358,49
354,41	354,41	12,08	0,80	1,60	0,95	5,9	2,1	4,5	9,45	39,84	542,36	394,25
1234,60	889,49	0,00	0,68	1,35	2,45	12,2	1,4	5,5	16,04	78,24	1033,77	967,73

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата

130302.2019.101.00.00 ПЗ

3.5 Послеаварийный режим

В послеаварийном режиме на подстанциях в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе [7]. Их мощность найдём по формуле:

$$K_{з.п/ав} \cdot S_{т.ном} = \sqrt{(P_p - P_{р.откл})^2 + (Q_p - Q_{р.откл})^2},$$

$$Q_{р.откл} = P_{р.откл} \cdot \operatorname{tg}\varphi_p,$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}.$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Отключенная в послеаварийном режиме нагрузка

Номер тп	P_p , кВт	Q_p , кВар	$\operatorname{tg}\varphi_p$	$S_{т.ном}$, кВА	$P_{р.отк}$, кВт	$Q_{р.отк}$, кВар
2	558,5	417,1	0,747	400	45,72	34,15
4	793,3	687,8	0,867	630	31,7	27,48
5	385,6	379,7	0,985	250	100,6	99,09
7	982,2	877,0	0,893	630	230,3	205,7
9	555,0	343,1	0,618	400	10,6	6,55
10	532,9	366,5	0,688	400	5,57	3,83

Выводы по разделу 3

В данном разделе были выбраны типы, числа и мощности трансформаторов цеховых тп. Выбранные трансформаторы имеют тип ТМГ и 4 различные номинальные мощности: 250, 400, 630 и 1000 кВА. Были найдены их пропускные способности и, как следствие, мощности компенсирующих установок, фактические коэффициенты загрузок, а также величины отключающихся в послеаварийном режиме нагрузок.

4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла [9]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{рп}}}, \quad (4.1)$$

где L – длина питающей гпп линии, км;

$P_{\text{рп}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения гпп, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}}, \quad (4.2)$$

где $P_{\text{рн/в}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{\text{рв/в}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;

$P_{\text{ро}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых Тп;

$K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{\text{ом}} = f(m; K_{\text{иа}}), \quad (4.3)$$

где m – число групп электроприемников.

$$m = n + N + M = 17 + 12 = 29, \quad (4.4)$$

где n – число цехов, $n = 17$;

N – число субабонентов, $N = 0$;

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

М – высоковольтные электроприемники, М = 12.

Так как $m = 29$, а $K_{иа} = 0,65$, то $K_{ом} = 0,85$.

Тогда:

$$P_{рп} = (7631,4 + 6136 + 123,5) \cdot 0,85 + 366,9 = 12174,1 \text{ кВт.}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{4,5 + 0,016 \cdot 12174,1} = 61,3 \text{ кВ.}$$

Рациональное напряжение определенное по формуле Стилла близко к 110 кВ, а также к 35 кВ. Необходимо провести технико-экономическое сравнение этих вариантов.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов гпп находится приближенно по формуле:

$$S_{рп} = \sqrt{P_{рп}^2 + Q_{эс}^2}, \quad (4.5)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения гпп, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{эс} = P_{рп} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4.6)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности находится по таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значение коэффициента реактивной мощности для разных уровней напряжения

Напряжение сети, кВ	35	110	220
tgφ	0,4	0,5	0,5

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{эс} = 12174,1 \cdot 0,5 = 6087,07 \text{ кВар.}$$

Для 35 кВ:

$$Q_{эс} = 12174,1 \cdot 0,4 = 4869,65 \text{ кВар.}$$

потери в трансформаторе гпп можно посчитать по формуле:

$$\Delta Q_{т.гпп} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{рп}^2 + Q_{эс}^2}, \quad (4.7)$$

Тогда, для 110 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{12174,1^2 + 6087,07^2} = 952,78 \text{ кВар.}$$

Для 35 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{12174,1^2 + 4869,65^2} = 917,84 \text{ кВар.}$$

Мощность трансформаторов гпп определяется из соотношения:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{\sqrt{(K_{\text{I-II}} \cdot P_{\text{рп}})^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}})^2}}{n \cdot K_{\text{з доп}}}, \quad (4.8)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов гпп;

$K_{\text{з доп}} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования;

$K_{\text{I-II}}$ – весовой коэффициент, который показывает долю потребителей I и II категории.

$$K_{\text{I-II}} = \frac{P_{\text{рп}} - P_{\text{рпIII}}}{P_{\text{рп}}} = \frac{12174,1 - 20,7 - 81,2}{12174,1} = 0,992, \quad (4.9)$$

где $P_{\text{рпIII}}$ – мощности потребителей третьей категории.

Тогда для 110 кВ:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{\sqrt{(0,992 \cdot 12174,1)^2 + (6087,07 - 952,78)^2}}{2 \cdot 0,7} = 9370,47 \text{ кВА.}$$

Для 35 кВ:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{\sqrt{(0,992 \cdot 12174,1)^2 + (4869,65 - 917,84)^2}}{2 \cdot 0,7} = 9073,26 \text{ кВА.}$$

Сведем полученные результаты в таблицу 4.2 и выберем трансформатор.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 4.2 – выбор трансформаторов гпп

Напряжение, кВ	110	35
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВар	6087,07	4869,65
Мощность трансформатора гпп S_T , кВА	9370,47	9073,26
Тип трансформатора гпп	ТДН-10000/110	ТМН-10000/35
Номинальная мощность трансформатора кВА	10000	10000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115	36,75
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	11	10,5
потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	14	14,5
потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	60	65
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5	7,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,7	0,8
коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,656	0,635
коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,312	1,27

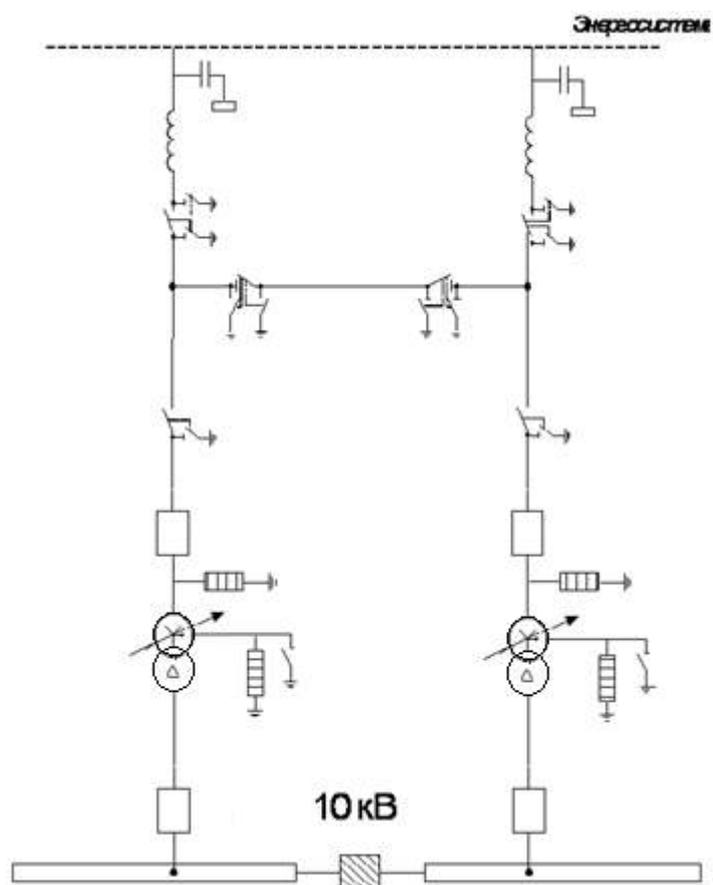


Рисунок 4.1 – Схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжения 110 и 35 кВ

Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

130302.2019.101.00.00 ПЗ

лист

36

4.2 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения

при сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решить ряд вопросов, представленных ниже.

4.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах гпш

потери мощности в трансформаторах ТДН-10000/110:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (14 + 0,656^2 \cdot 60) = 79,64 \text{ кВт.} \quad (4.10)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{XX} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{КЗ}) = \frac{2 \cdot 10000}{100} \cdot (0,7 + 0,656^2 \cdot 10,5) = 1043,7 \text{ кВар.} \quad (4.11)$$

потери электроэнергии в трансформаторе [7]:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (4.12)$$

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.13)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки; T_T – годовое число часов работы предприятия.

Тогда:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2886 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (14 \cdot 8760 + 0,656^2 \cdot 60 \cdot 2886) = 394,3 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

потери мощности в трансформаторах ТМН-10000/35:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (14,5 + 0,635^2 \cdot 65) = 81,42 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{XX} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{КЗ}) = \frac{2 \cdot 10000}{100} \cdot (0,8 + 0,635^2 \cdot 7,5) = 764,8 \text{ кВар.}$$

потери электроэнергии в трансформаторе:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$\Delta A_T = 2 \cdot (14,5 \cdot 8760 + 0,635^2 \cdot 65 \cdot 2886) = 405,3 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

4.2.2 Расчет лэп от районной подстанции энергосистемы до гпп предприятия

Для трансформатора ТДН-10000/110:

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + (Q_{эс} + \Delta Q_T)^2} = \\ = \sqrt{(12174,1 + 79,64)^2 + (6087,07 + 1043,7)^2} = 14177,5 \text{ кВА.} \quad (4.14)$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ [9]:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{14177,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 37,2 \text{ А.} \quad (4.15)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l} = 2 \cdot 37,2 = 74,4 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока [6]:

$$F_э = \frac{I_{p.l}}{j_э} = \frac{37,2}{1,1} = 33,8 \text{ мм}^2, \quad (4.17)$$

где $j_э = 1,1$ —экономическая плотность тока, А/мм².

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм², то выбираем провод АС 70/11. провод имеет длительно допустимый ток $I_{д.доп} = 265 \text{ А}$ [10] и удельные сопротивления и проводимость [8]:

$$r_0 = 0,422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; x_0 = 0,444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } b_0 = 2,547 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д.доп} = 265 \text{ А} > I_{п/ав} = 74,4 \text{ А.}$$

потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 37,2^2 \cdot 0,422 \cdot 4,5 \cdot 2886)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$= 45,5 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.18)$$

Для трансформатора ТМН-10000/35:

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(12174,1 + 81,42)^2 + (4869,6 + 764,8)^2} = 13488,7 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13488,7}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 111,25 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l} = 2 \cdot 111,25 = 222,5 \text{ А}.$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{p.l}}{j_{э}} = \frac{111,25}{1,1} = 101,1 \text{ мм}^2.$$

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Выбираем провод АС 95/16. провод имеет длительно допустимый ток $I_{д.доп} = 330 \text{ А}$ и удельные сопротивления и проводимость [8]:

$$r_0 = 0,301 \text{ Ом/км} \text{ и } x_0 = 0,421 \text{ Ом/км}.$$

проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д.доп} = 330 \text{ А} \geq I_{п/ав} = 225,5 \text{ А}.$$

потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 101,1^2 \cdot 0,301 \cdot 4,5 \cdot 2886) = 239,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

4.2.3 Расчет токов кз в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах гпш

Исходная схема питания промышленного предприятия на напряжении 110 кВ и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 4.2.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

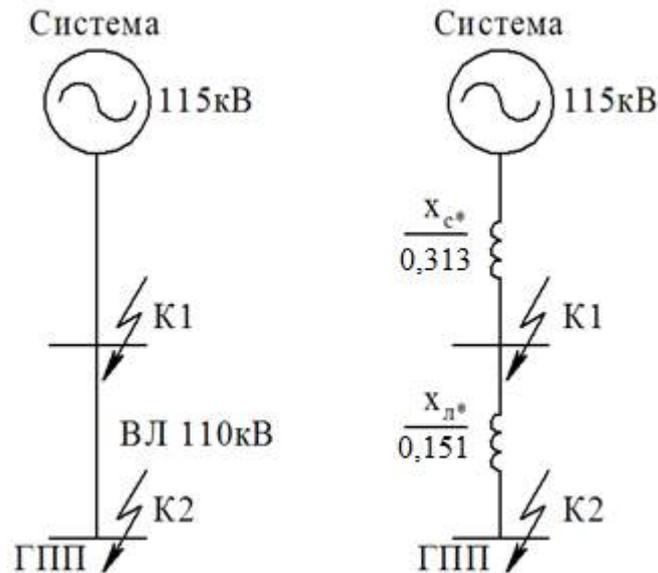


Рисунок 4.2 – Схема питания гпп на напряжении 110 кВ

Определим параметры схемы замещения. при мощности короткого замыкания $S_c = 3200$ МВА и базисной мощности $S_б = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается кз. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_б = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз\ к1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{3200 \text{ МВА}} = 0,313. \quad (4.19)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,444 \cdot 4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,151. \quad (4.20)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке к1:

$$I_{п|0|к1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot X_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,313} = 16,07 \text{ кА} \quad (4.21)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 16,07 = 39,1 \text{ кА} \quad (4.22)$$

где $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент для точки к1, находится по справочным данным.

Рассчитаем ток кз в точке к2.

$$I_{п|0|к2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{с*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,313 + 0,151)} = 10,83 \text{ кА} \quad (4.23)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,83 = 27,57 \text{ кА} \quad (4.24)$$

Исходная схема питания промышленного предприятия на напряжении 35 кВ и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 4.3.

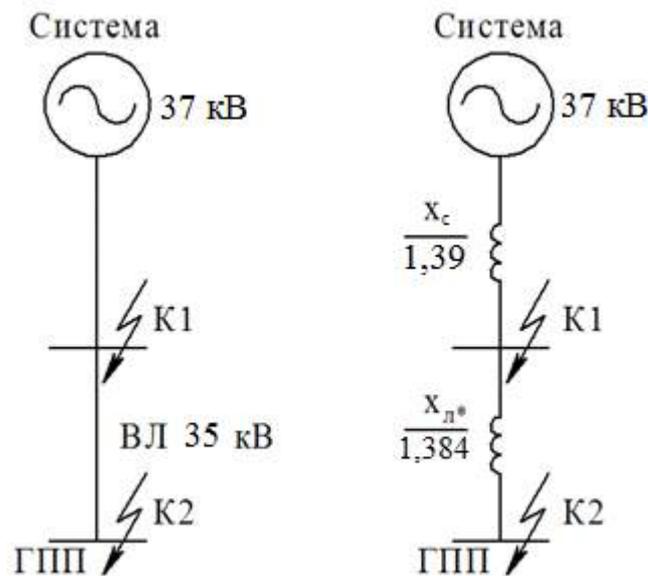


Рисунок 4.3 – Схема питания Гпп на напряжении 35 кВ

Определим параметры схемы замещения. при мощности короткого замыкания $S_c = 720$ МВА и базисной мощности $S_6 = 1000$ МВА. за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается кз [11]. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_6 = 37$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{с*} = \frac{S_6}{S_{кз.к1}} = \frac{1000}{720} = 1,39.$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,421 \cdot 4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{37^2 \cdot 10^6} = 1,384.$$

Определяем ток короткого замыкания в точке к1:

$$I_{п|0|к1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_c} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,39} = 11,23 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 11,23 \text{ кА} = 27,32 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток кз в точке к2.

$$I_{п|0|к2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_c + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,39 + 1,384)} = 5,63 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,63 \text{ кА} = 14,33 \text{ кА.}$$

4.2.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе гпп для 110 кВ

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [11]:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$;

б) по номинальному току: $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$,

$I_{раб\ max}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{раб\ max} = \frac{1,4 \cdot S_{т\ ном}^{\Gamma_{пп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.25)$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{п|0|} \leq I_{дин}$

- асимметричному: $i_{y\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|} \leq i_{дин}$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{пт} \leq I_{откл}$

- асимметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right)$,

где $\beta_{ном}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_v + T_a) \leq B_{к\ доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (4.26)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

где $t_3 = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;
 t_B – собственное время отключения выключателя по каталогу;
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока кз,
 для установок выше 1000 В $T_a = 0,05$ с.

4.2.4.1 Выбор выключателей на 110 кВ

Намечаем к установке на вводе гпп выключатели типа ВЭБ-110.

Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А.}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{cB} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,} \quad (4.27)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время срабатывания защиты;

t_{cB} – собственное время срабатывания выключателя.

значение апериодической составляющей тока кз в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|к1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 16,07 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 9,24 \text{ кА.} \quad (4.28)$$

проверка по асимметричному току отключения выключателя:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|к1}} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 16,07 + 9,24 = 31,97 \text{ кА,} \quad (4.29)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОРМ}}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 77,5 \text{ кА,} \quad (4.30)$$

где $\beta_{\text{НОРМ}} = 37\%$ для $\tau = 0,045$ с.

проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током кз:

$$W_k = I_{\text{п|0|к1}}^2 \cdot (t_3 + t_{cB} + T_a) = 16,07^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,05) = 24,5 \text{ кА}^2\text{с,} \quad (4.31)$$

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с,}$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания термической стойкости.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор выключателей 110 кВ

параметры аппарата	Данные установки	каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	73,48	2500
Симметричный номинальный ток отключения, кА	16,07	40
Ассимметричный номинальный ток отключения, кА	31,97	77,5
Симметричный номинальный ток электродинамической стойкости, кА	16,07	40
Ассимметричному номинальный ток электродинамической стойкости, кА	36,36	102
Тепловой импульс, кА ² · с	24,5	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

4.2.4.2 Выбор разъединителей на 110 кВ

Разъединители выбираются по [11]:

а) номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) номинальному длительному току: $I_{раб\ утяж} \leq I_{ном}$

в) электродинамической стойкости: $i_{у\ max} \leq I_{дин}$

г) термической стойкости: $V_k \leq V_{к\ доп}$

к установке намечаем разъединители типа рдз 110/1000 Н ухл1.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – выбор разъединителей 110 кВ

параметры аппарата	Данные установки	каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	73,48	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	36,36	63
Тепловой импульс, кА ² · с	24,5	1875

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

4.2.4.3 Выбор ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем в каждую фазу ограничители перенапряжений опнп-110/350-111-

ухл1-п2/02 с номинальным напряжением 110 кВ и наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением 77 кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничитель перенапряжения опннп-100/56/10/550 ухл1 с номинальным напряжением 110 кВ и наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением 56 кВ. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений.

4.2.4.4 Выбор трансформаторов тока на 110 кВ

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются: по номинальному напряжению; по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей; по конструкции и классу точности; по электродинамической стойкости [11].

Выключатели ВЭБ-110 имеют в своей конструкции встроенные трансформаторы тока ТВГ-110. Они предназначены для передачи сигнала измерительной информации из мерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока с номинальным напряжением 110 кВ [11]. параметры ТВГ-110 сведем в таблицу 4.5.

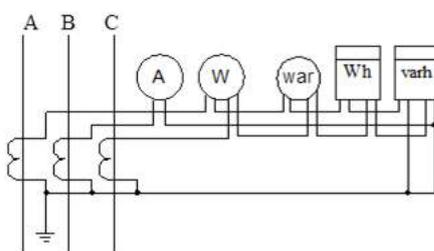


Рисунок 4.4 – Схема включения ТТ в цепи U=110 кВ

Таблица 4.5 – параметры трансформатора тока 110 кВ

параметр	ТВГ-110	Расчетное или заданное значение	проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток max режима, А	200	73,48	$I_{max} \leq I_{ном}$
проверка на электродинамическую стойкость, кА	40	16,07	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, кА ² с	4800	24,5	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.6 – Вторичная нагрузка ТТ 110 кВ

прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Щп72	0,5	—	—
Ваттметр	РМ-300	0,5	—	0,5
Варметр	СР3020	0,5	—	0,5
Счетчик акт. энергии	ЕА05	0,005	—	0,005
Счетчик реакт. энергии	ЕА05	0,005	—	0,005
Итого		1,51	—	1,01

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, используя схему включения и каталожные данные, определим сопротивление измерительных приборов.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,51}{5^2} = 0,0604 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}} = 0,8 - 0,0604 - 0,05 = 0,69 \text{ Ом}.$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $l=25\text{м}$, т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 25}{0,69} = 1,77 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм². Следовательно, сопротивление проводника будет меньше допустимого, и класс точности будет выполняться.

4.2.4.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Произведем выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 110 кВ. Выбираем 3хЗНОГ-110-79Уз, $U_{\text{ном}} = 110\text{кВ}$, $S_{\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$ 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. параметры вторичной нагрузки ТН представлены в таблице 4.7.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 4.7 – Параметры вторичной нагрузки ТН на 110 кВ

прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	-	-	1	10	
Ваттметр	PM-300	0,5	1	1	0	3	1,5	-
Варметр	CP3020	0,5	1	1	0	3	1,5	-
Счетчик ватт-часов	EA05	0,005	1	0,38	0,925	1	0,0019	0,0046
Счетчик ампер реактивный вольт-часов	EA05	0,005	1	0,38	0,925	1	0,0019	0,0046
Итого:							17,004	0,0092

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{17,011^2 + 0,0092^2} = 17,011 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора напряжения ЗНОГ-110-79Уз, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$, что больше вторичной нагрузки. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

4.2.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе гпп для 35 кВ

4.2.5.1 Выбор выключателей на 35 кВ

Намечаем к установке на вводе гпп выключатели типа ВГБЭ-35.

Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т ном}}^{\text{гпп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А.}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3 \min} + t_{c \text{ в}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

значение апериодической составляющей тока кз в момент времени τ :

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п|0|к1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,23 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 5,84 \text{ кА.}$$

проверка по асимметричному току отключения выключателя:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п|0|к1} + i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot 11,23 + 5,84 = 21,72 \text{ кА,}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 24,22 \text{ кА,}$$

проверим выключатель на термическую стойкость:

тепловой импульс, выделяемый током кз:

$$W_k = I_{п|0|к1}^2 \cdot (t_3 + t_{c \text{ в}} + T_a) = 11,23^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 0,05) = 12,61 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,7 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор выключателей 35 кВ

параметры аппарата	Данные установки	каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	230,9	630
Симметричный номинальный ток отключения, кА	11,23	12,5
Ассимметричный номинальный ток отключения, кА	21,72	24,22
Симметричный номинальный ток электродинамической стойкости, кА	11,23	12,5
Ассимметричному номинальный ток электродинамической стойкости, кА	27,31	35
Тепловой импульс, кА ² · с	12,61	468,7

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

4.2.5.2 Выбор разъединителей на 35 кВ

Разъединители выбираются по:

- а) номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$
 б) номинальному длительному току: $I_{раб\ утяж} \leq I_{ном}$
 в) электродинамической стойкости: $i_{у\ max} \leq I_{дин}$
 г) термической стойкости: $B_k \leq B_{к\ доп}$
 к установке намечаем разъединители типа рдз. 1-35/1000 ухл1.
 Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор разъединителей 35 кВ

параметры аппарата	Данные установки	каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный длительный ток, А	230,9	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	27,31	63
Тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$	12,61	1875

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям.

4.2.5.3 Выбор ограничителей перенапряжения на 35 кВ

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем в каждую фазу ограничители перенапряжений опн-35М ухл1 с $U_{ном} = 35$ кВ.

4.2.5.4 Выбор трансформаторов тока на 35 кВ

Выключатели ВГБЭ-35 имеют в своей конструкции встроенные трансформаторы тока ТВЭ-35. Они предназначены для передачи сигнала измерительной информации из мерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока с номинальным напряжением 35 кВ [11]. параметры ТВЭ-35 приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора тока 35 кВ

параметр	ТВЭ-35	Расчетное или заданное значение	проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	35	35	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток I_{max} режима, А	300	230,9	$I_{max} \leq I_{ном}$
проверка на электродинамическую стойкость, кА	25	11,23	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$,
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $кА^2с$	2500	12,61	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Вторичная нагрузка такая же, как у ТВГ-110. поскольку ТВЭ-35 выполняются в широком диапазоне вторичной нагрузки (10-50 ВА в зависимости от заказа), то

будем считать, что класс точности для коммерческого учета 0,5 будет выполняться.

4.2.5.5 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

произведем выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 110 кВ. Выбираем 3хЗНОМ-35-65У1, $U_{ном} = 35$ кВ, $S_{ном} = 150$ ВА 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 трансформатора такая же как и для трансформатора напряжения 110 кВ. Три трансформатора напряжения ЗНОМ-35-65У1, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 150 = 450$ В·А, что больше вторичной нагрузки. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

4.2.6 Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

4.2.6.1 Расчет технико-экономических показателей для варианта 110 кВ

Годовые приведенные затраты находятся по выражению [11]:

$$z_{г\Sigma} = E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma} + C_{\text{э}} + \Pi_{\text{ээ}} + У, \quad (4.32)$$

где $E_{н\Sigma}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_{н} = 0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} .

Для силового оборудования $E_{н\Sigma}$ принимается равным 0,193; для Вл до 220 кВ на металлических и железобетонных опорах $E_{н\Sigma} = 0,16$; для Вл 35 – 160 кВ на металлических и железобетонных опорах $E_{н\Sigma} = 0,152$.

K_{Σ} – сумма капитальных затрат i – й группы одинаковых элементов. Определяется по прейскурантам;

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

$\Pi_{\text{ээ}}$ – плата за потребленную электроэнергию;

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_{\text{т}} + \Delta A_{\text{л}}) \cdot C_0, \quad (4.33)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \frac{\alpha \cdot K_M}{T_{им}} + \beta, \quad (4.34)$$

где $\alpha = 1226,5 \cdot 12 = 14718$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,295$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии;

$K_M = \frac{\Delta P_э}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;

плата за потребленную электроэнергию считается по формуле:

$$P_{ээ} = P_p \cdot T_{им} \cdot C_0. \quad (4.35)$$

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \frac{14718 \cdot 1}{4500} + 1,295 = 4,57 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{час}}.$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_э = (394300 + 45500) \cdot 4,57 = 2009,9 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}.$$

плата за потребленную электроэнергию:

$$P_{ээ} = P_p \cdot T_{им} \cdot C_0 = 12174,1 \cdot 4500 \cdot 4,57 = 250360 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}.$$

Капитальные затраты на электрооборудование возьмем из укрупненных нормативов цен (УНЦ) за 2015 год. приведем эти капитальные затраты к 2018 году с учетом прогноза изменения цен. примем, что цены увеличиваются каждый год на 4 %. Тогда коэффициент приведения $k_n = 1,04^3 = 1,12$ [11].

В УНЦ ячейки выключателя включено: стоимость оборудования (выключатель, разъединители, ТТ, ТН, ОПН, оборудование связи, шкафы релейной защиты (в том числе основная защита линии с приемопередатчиком), устройства передачи команд релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматика управления выключателем, блоки управления приводами разъединителей, шкафы наружной установки (обогрева выключателя, питания приводов разъединителей, обогрева приводов разъединителей, зажимов выключателя), приборы учета и измерения электроэнергии), стоимость строительно-монтажных работ (в том числе демонтаж существующего

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

оборудования) с учетом стоимости используемого материала (устройство фундаментов, опорных строек и металлоконструкций, порталов, ошиновки, кабельного хозяйства, заземления), а также сопутствующие затраты [12].

УНЦ ячейки выключателя на 110 кВ составляет $16543 \cdot 1,12 = 18528$ тыс. руб.

В УНЦ трансформатора включено: стоимость оборудования (трансформатор (автотрансформатор), выносные трансформаторы тока, заземлитель нейтрали, ОпН нейтрали и на стороне НН трансформатора, шкафы релейной защиты, шкафы наружной установки, стоимость строительно-монтажных работ (в том числе демонтаж существующего оборудования) с учетом стоимости используемого материала (устройство фундамента, опорных металлоконструкций, порталов, ошиновки, кабельного хозяйства, заземления, маслоприемника (маслосборника, масляного хозяйства), системы пожаротушения), а также сопутствующие затраты.

УНЦ ячейки трансформатора на 110 кВ составляет $18527 \cdot 1,12 = 20750$ тыс. руб [12].

В затраты на проектно-изыскательные работы по Вл включены стоимость разработки проектной, сметной и рабочей документации, стоимость проведения изыскательных работ, а также затраты на получение положительного заключения экспертизы проектной, сметной документации и результатов инженерных изысканий [12].

УНЦ Вл 110 кВ в двухцепном исполнении для республики Башкиртостан для сечения фазного провода 70 мм^2 составляет $9186 \cdot 1,12 = 10288$ руб/км.

Тогда годовые приведенные затраты для 110 кВ:

$$z_{г\sum} = 0,193 \cdot (3 \cdot 18528 + 2 \cdot 20750) + 0,16 \cdot 10288 \cdot 4,5 + 2009,9 + 250360 = \\ = 278514 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

4.2.6.2 Расчет технико-экономических показателей для варианта 35 кВ

$$\alpha = 1499,56 \cdot 12 = 17994,72 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}; \quad \beta = 1,284 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; \quad K_m = \frac{\Delta P_{\alpha}}{\Delta P_m} \approx 1.$$

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \frac{17994,72 \cdot 1}{4500} + 1,284 = 5,28 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{час}}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\alpha} = (405300 + 239700) \cdot 5,28 = 3405,6 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

плата за потребленную электроэнергию:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$P_{\text{ээ}} = P_p \cdot T_{\text{им}} \cdot C_0 = 12174,1 \cdot 4500 \cdot 5,28 = 289257 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

капитальные затраты на электрооборудование возьмем из укрупненных нормативов цен (УНЦ) за 2015 год.

УНЦ ячейки выключателя на 35 кВ составляет $5010 \cdot 1,12 = 5611$ тыс. руб.

УНЦ ячейки трансформатора на 35 кВ составляет $15989 \cdot 1,12 = 17908$ тыс. руб.

УНЦ вл 35 кВ в двухцепном исполнении для республики Башкиростан для сечения фазного провода 95 мм^2 составляет $8807 \cdot 1,12 = 9864$ руб/км [12].

Тогда годовые приведенные затраты для 35 кВ:

$$\begin{aligned} z_{\text{г}\Sigma} &= 0,193 \cdot (3 \cdot 5611 + 2 \cdot 17908) + 0,152 \cdot 9864 \cdot 4,5 + 3405,6 + 289257 = \\ &= 309571 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}} \end{aligned}$$

после проведения технико-экономических расчетов видно, что вариант снабжения предприятия на напряжении 110 кВ является более выгодным, чем вариант снабжения предприятия на напряжении 35 кВ.

Чтобы это продемонстрировать составим сводную таблицу 4.11.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 4.11 – Техничко-экономические показатели

	U=110 кВ	затраты на 110 кВ, тыс. руб	U=35 кВ	затраты на 35 кВ, тыс. руб
УНЦ вык-ля, тыс. руб	18528	10727,712	5611	3248,769
кол-во вык-лей	3		3	
УНЦ тр-ра, тыс. руб	20750	8009,5	17908	6912,488
кол-во тр-ров	2		2	
$E_{н\Sigma}$ для выс. оборудования	0,193	-	0,193	-
$E_{н\Sigma}$ для Вл	0,16	7407,36	0,152	6746,976
УНЦ Вл, тыс. руб/км	10288		9864	
Удельная стоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	4,57	-	5,28	-
потери энергии, кВт·ч	439800	2009,9	645000	3405,6
потребленная энергия, кВт·ч	54783450	250360	54783450	289257
Суммарные затраты	-	278514	-	309571

Выводы по разделу 4

В данном разделе были выбраны линии, питающие предприятие, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, силовые трансформаторы гпп, опн на напряжения 35 кВ и 110 кВ. На основании этих данных было проведено технико-экономическое сравнение вариантов напряжений, на котором происходит питание гпп. Техничко-экономическое сравнение продемонстрировало, что вариант питания предприятия на напряжении 110 кВ является менее затратным, а значит более предпочтительным в данном проекте. Также в этом разделе была выбрана схема ОРУ, в нашем случае это схема 4Н.

5 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТЫ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

5.1 Выбор величины напряжения

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

Так как в условиях данной курсовой работы указано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, то для внутреннего электроснабжения предприятия принимаем напряжение 10 кВ.

5.2 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и так далее [11].

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. Марка кабеля ААШв. Это кабель с алюминиевой жилой, алюминиевой оболочкой, защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластиката. Для напряжения 0,4 кВ выбираем кабели АВВГнг и ВВГнг.

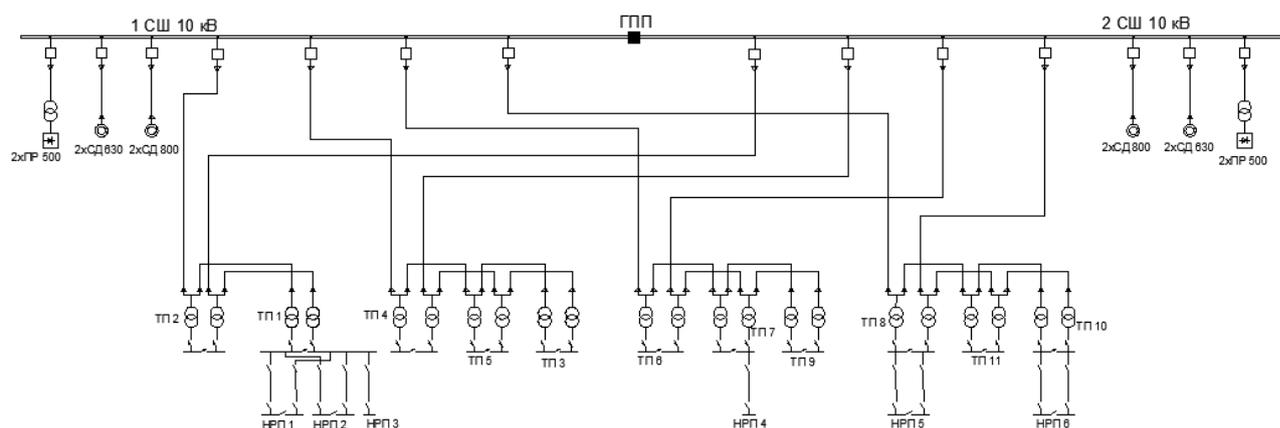


Рисунок 5.1 – Упрощенная электрическая схема внутреннего электроснабжения предприятия

5.3 Расчет питающих линий

Сечение кабелей на напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p\text{ кл}} = \frac{S_{p\text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

где $S_{p\text{ кл}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p\text{ кл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки [6].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{ доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{ доп}} > \frac{I_{p\text{ кл}}}{n_{\text{кл}}}, \quad (5.3)$$

где $k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$k_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{ доп}} > \frac{I_{\text{ ав}}}{n_{\text{к}}} = \frac{2 \cdot I_{p\text{ кл}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.4)$$

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки.

потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{ доп}} = 5\%, \quad (5.5)$$

где $P_{\text{р}}$, $Q_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки;

x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Все расчеты сведем в таблицу 5.1.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Таблица 5.1 – Выбор сечения кабелей

№ п.п	конечные пункты кл	Pp, кВт	Qp, кВар	Spк, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fт, мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп, А
										Норм. реж.	послеав. реж.	
1	Гпп - Тп 2	1308,6	1043,8	1673,9	48,3	34,5	35	2хААШв-3х35	В траншеях	48,3	96,6	115
2	Тп 2 - Тп 1	740,6	691,5	1013,3	29,3	20,9	16	2хААШв-3х16	В траншеях	29,3	58,5	75
3	Тп 1 - Нрп 3	20,7	18,2	27,5	39,8	28,4	25	АВВГнг-4х25	В траншеях	39,8	0,0	105,8
4	Тп 1 - Нрп 2	278,5	242,3	369,2	266,4	190,3	185	2хВВГнг-4х185	В траншеях	266,4	532,9	500
5	Тп 1 - Нрп 1	57,0	47,9	74,4	53,7	38,4	35	2хАВВГнг-4х35	В траншеях	53,7	107,4	128,8
6	Гпп - Тп 4	1509,0	1026,6	1825,1	52,7	37,6	35	2хААШв-3х35	В траншеях	52,7	105,4	115
7	Тп 4 - Тп 5	702,2	335,2	778,1	22,5	16,0	16	2хААШв-3х16	В полу	22,5	44,9	46
8	Тп 5 - Тп 3	309,7	203,0	370,3	10,7	7,6	16	2хААШв-3х16	В траншеях	10,7	21,4	75
9	Гпп - Тп 6	2245,8	1214,0	2552,9	73,7	52,6	50	2хААШв-3х50	В траншеях	73,7	147,4	140
10	Тп 6 - Тп 7	1560,2	654,5	1691,9	48,8	34,9	50	2хААШв-3х50	В полу	48,8	97,7	105
11	Тп 7 - Тп 9	564,5	358,5	668,7	19,3	13,8	16	2хААШв-3х16	В полу	19,3	38,6	46
12	Тп 7 - Нрп 4	81,2	95,8	125,6	181,3	129,5	120	АВВГнг-4х120	В полу	181,3	0,0	271,4
13	Гпп - Тп 8	2947,5	1797,9	3452,6	99,7	71,2	70	2хААШв-3х70	В траншеях	99,7	199,3	205
14	Тп 8 - Тп 11	1576,1	1362,0	2083,1	60,1	43,0	50	2хААШв-3х50	В траншеях	60,1	120,3	140
15	Тп 11 - Тп 10	542,4	394,2	670,5	19,4	13,8	16	2хААШв-3х16	В полу	19,4	38,7	46
16	Тп 10 - Нрп 6	122,6	115,1	168,2	121,4	86,7	120	2хАВВГнг-4х120	В полу	121,4	242,8	271,4
17	Тп 8 - Нрп 5	161,3	99,8	189,7	136,9	97,8	120	2хАВВГнг-4х120	В траншеях	136,9	273,8	271,4
18	Гпп - Тп 8 (пр)	2000	1500,0	2500,0	36,1	25,8	25	4хААШв-3х25	В траншеях	36,1	0	90
19	Гпп - Нрп 5 (СД)	2520	-1562,4	2965,0	42,8	30,6	25	4хААШв-3х25	В траншеях	42,8	0	90
20	Гпп - Тп 10 (СД)	3200	-1536,0	3549,5	51,2	36,6	35	4хААШв-3х25	В траншеях	51,2	0	115

Изм	лист	№ документа	Подп.	Дата

130302.2019.101.00.00 ПЗ

продолжение таблицы 5.1

№ п.п	кп, о.е.	кт, о.е.	Гдоп, А	Кав, о.е.	Гав, А	l, км	r0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU, %
1	0,8	1	92	1,2	110,4	0,26	0,89	0,095	0,33
2	0,9	1	67,5	1,2	81	0,086	1,94	0,113	0,13
3	0,89	1	94,162	0	0	0,058	1,25	0,091	1,00
4	0,89	1	445	1,2	534	0,082	0,1	0,078	2,40
5	0,89	1	114,6	1,2	137,6	0,087	0,84	0,082	2,82
6	0,8	1	92	1,2	110,4	0,141	0,89	0,095	0,20
7	1	1,03	47,38	1,2	56,856	0,038	1,94	0,113	0,05
8	0,9	1	67,5	1,2	81	0,098	1,94	0,113	0,06
9	0,9	1	126	1,2	151,2	0,026	0,62	0,09	0,04
10	1	1,03	108,15	1,2	129,78	0,128	0,62	0,09	0,13
11	1	1,03	47,38	1,2	56,856	0,066	1,94	0,113	0,07
12	1	1,03	279,5	0	0	0,016	0,261	0,077	0,29
13	0,9	1	184,5	1,2	221,4	0,051	0,26	0,086	0,05
14	0,9	1	126	1,2	151,2	0,137	0,62	0,09	0,15
15	1	1,03	47,38	1,2	56,856	0,11	1,94	0,113	0,12
16	1	1,03	279,5	1,2	335,45	0,016	0,261	0,077	0,41
17	0,9	1	244,26	1,2	293,112	0,068	0,261	0,077	2,12
18	0,8	1	72	0	0	0,055	1,24	0,099	0,14
19	0,8	1	72	0	0	0,116	1,24	0,099	0,35
20	0,8	1	92	0	0	0,191	0,89	0,095	0,51

Выводы по разделу 5

Подключение цеховых трансформаторных подстанций внутризаводского электроснабжения должно осуществляться смешанной сетью с подключением 3-4 тп в одну магистраль. Необходимо уменьшить по возможности обратные перетоки мощности, а также необходимо избегать недогрузок кабелей и подключения более мощных тп в конец магистрали. На основании этих и других правил в данном разделе была выбрана схема внутризаводского электроснабжения и рассчитаны марки и сечения кл, питающих тп. Выбранные кл были проверены по длительно допустимым токам и допустимым потерям напряжения.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Расчет токов кз

Расчет токов кз производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов основного производства химического завода.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока кз от энергосистемы неизменной во времени: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, рисунок 6.1, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания и расчетные точки кз.

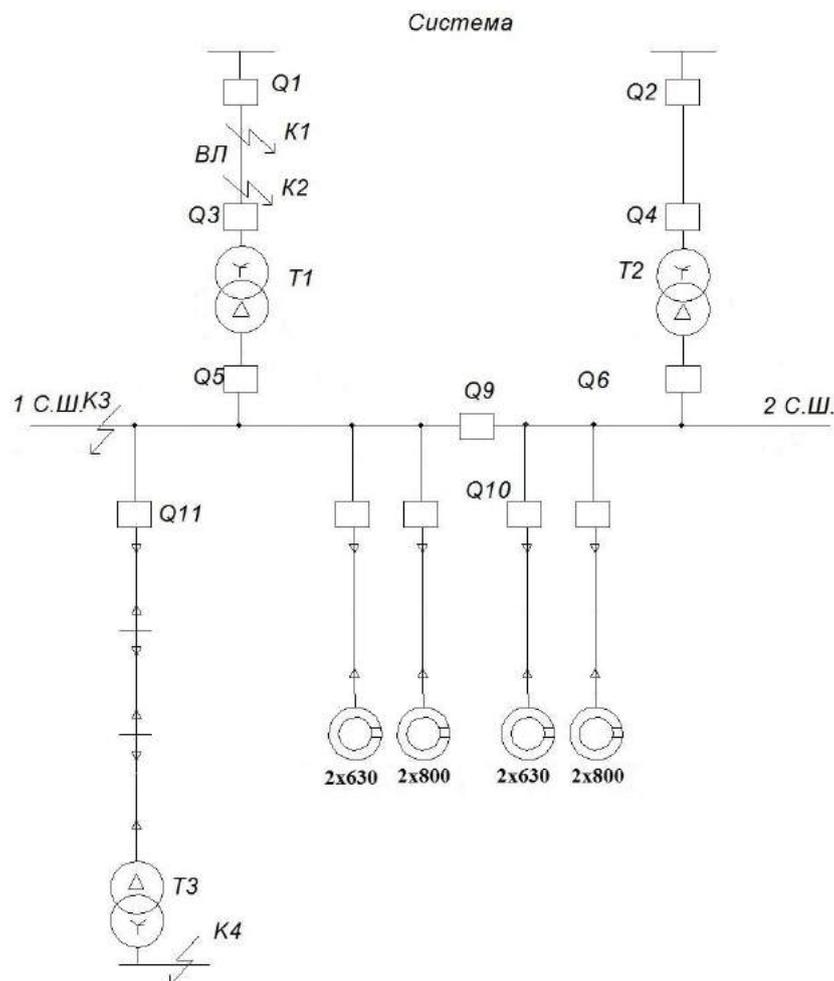


Рисунок 6.1 – принципиальная электрическая схема СЭС

Для определения токов кз рассматриваем наиболее тяжелый режим. Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

из трансформаторов гпн отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ гпн, все электроприёмники питаются от одного трансформатора [11].

принципиальная электрическая схема СЭС химического завода изображена на рисунке 5.1. Её схема замещения для расчёта токов кз на рисунке 6.2. Токи кз в точках к1 и к2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения Гпн для упрощения расчетов.

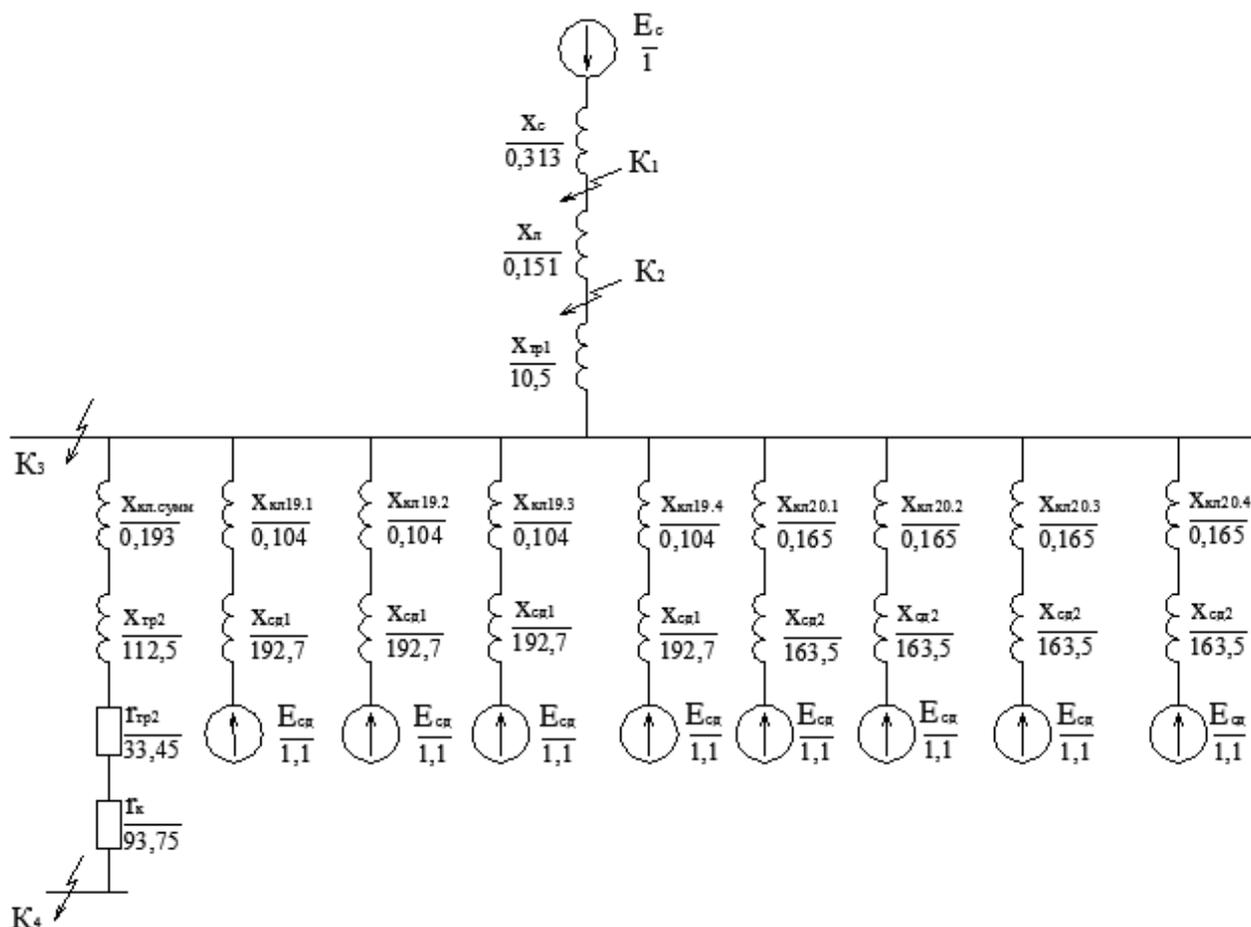


Рисунок 6.2 – Схема для расчёта токов кз.

В подпитке точки к₃ участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. по найденному значению токов кз в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока кз в точке к₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. по току кз производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых тп. Выбор электрооборудования рпн напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Определим токи кз в точках к3 и к4.

Мощность короткого замыкания системы $S_{кз} = 3200$ МВА, базисная мощность $S_б = 1000$ МВА, $U_{НОМ 1} = 110$ кВ, $U_{НОМ 2} = 10$ кВ, $U_{НОМ 3} = 0,4$ кВ.

Посчитанное ранее сопротивление $X_c = 0,313$; сопротивление линии: $X_{л*} = 0,151$ при $U_б = 115$ кВ. На каждой ступени базисное напряжение свое.

Сопротивление трансформатора на гпп ТДН-10000/110:

$$X_{тр 1*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ гпп}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5. \quad (6.1)$$

Сопротивление кабельных линий гпп-СД:

$$X_{кл19*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,099 \cdot 0,116 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,104;$$

$$X_{кл20*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,095 \cdot 0,191 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,165.$$

Суммарное сопротивление кабельных линий гпп - тп 9:

$$\begin{aligned} X_{кл.сумм*} &= X_{кл19*} + X_{кл10*} + X_{кл11*} = \frac{S_б}{U_б^2} \cdot (x_{0,9} \cdot L_9 + x_{0,10} \cdot L_{10} + x_{0,11} \cdot L_{11}) = \\ &= \frac{1000}{10,5^2} \cdot (0,09 \cdot 0,026 + 0,09 \cdot 0,128 + 0,113 \cdot 0,066) = 0,193. \end{aligned} \quad (6.2)$$

Сопротивление цехового трансформатора тп 9 (ТМГ-400) находим по формуле:

$$X_{тр 2*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ тп}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5. \quad (6.3)$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей.

Синхронные двигатели с мощностью 0,63 МВт каждый имеют на напряжении 10 кВ сверхпереходное сопротивление $x''_d = 14,28$ %. Синхронные двигатели с мощностью 0,8 МВт каждый имеют на напряжении 10 кВ сверхпереходное сопротивление $x''_d = 14,53$ %. Сопротивление каждого из синхронных двигателей:

$$X_{сд 1*} = x''_d \cdot \frac{S_б}{P_{мех}} \cdot \cos \varphi_{НОМ} = 0,1428 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{0,63 \cdot 10^6} \cdot 0,85 = 192,7, \quad (6.4)$$

$$X_{сд 2*} = x''_d \cdot \frac{S_6}{P_{мех}} \cdot \cos \varphi_{ном} = 0,1453 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{0,8 \cdot 10^6} \cdot 0,9 = 163,5.$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

Упрощенная схема замещения для определения токов кз представлена на рисунке 6.3.

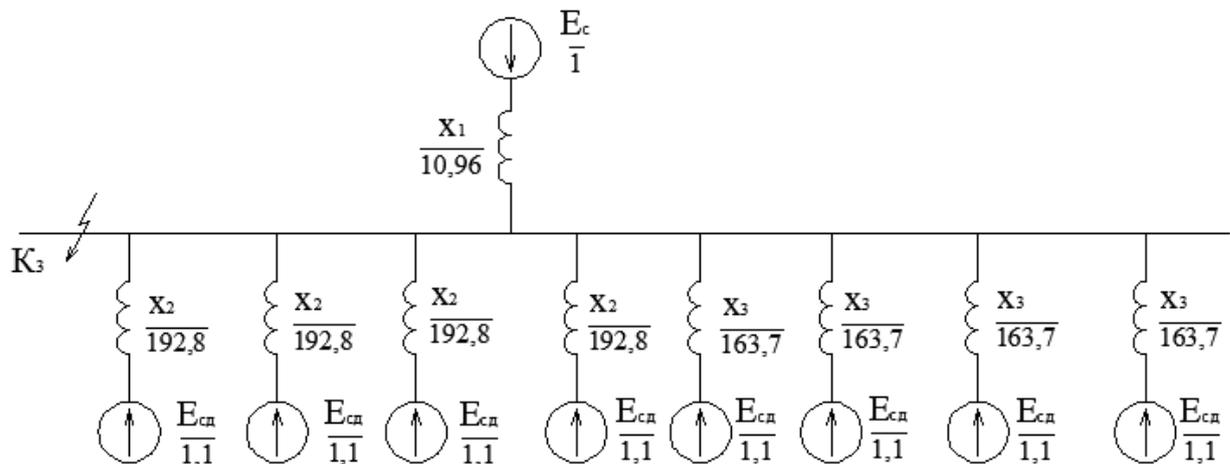


Рисунок 6.3 – Упрощенная схема замещения для кз

Точка 3:

Суммарный периодический ток кз в момент 0:

$$I_{кз п | 0|*}^{(3)} = \frac{4E_{сд}}{X_2} + \frac{4E_{сд}}{X_3} + \frac{E_c}{X_1} = \frac{1,1 \cdot 4}{192,8} + \frac{1,1 \cdot 4}{163,7} + \frac{1}{10,96} = 0,14 \quad (6.5)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{кз п | 0|}^{(3)} = I_{кз п | 0|*}^{(3)} \cdot I_6 = I_{кз п | 0|*}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,14 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 7,7 \text{ кА.} \quad (6.6)$$

Ударный ток кз:

$$i_{y кз} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз п | 0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 7,7 = 21,02 \text{ кА,} \quad (6.7)$$

где k_y – ударный коэффициент, равный 1,93 для точки кз.

Точка 4:

Для точки к4 в качестве источников кз рассматривается только энергосистема. Высоковольтные СД не учитываются.

Для цеховых тп переходное сопротивление контактов можно принять $r_k =$

									лист
									63
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2019.101.00.00 ПЗ				

= 0,015 Ом. Это сопротивление в относительных единицах равно:

$$r_{K*} = r_K \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75. \quad (6.8)$$

Активное сопротивление трансформатора тп 9 (ТМГ-400):

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot S_6}{S_{НОМ}^2 \cdot U_6^2} = \frac{5,9 \cdot 10^2 \cdot 10^3 \cdot 10^6 \cdot 1000 \cdot 10^6}{400^2 \cdot 10^6 \cdot 10,5^2 \cdot 10^6} = 33,45. \quad (6.9)$$

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma*} = r_{K*} + r_T = 93,75 + 33,45 = 127,2. \quad (6.10)$$

Суммарное реактивное сопротивление:

$$x_4 = x_1 + x_{кл.сумм} + x_{тр 2*} = 10,96 + 0,193 + 112,5 = 123,65. \quad (6.11)$$

Полное сопротивление:

$$z_{\Sigma*} = \sqrt{r_{\Sigma*}^2 + x_4^2} = \sqrt{127,2^2 + 123,65^2} = 177,4. \quad (6.12)$$

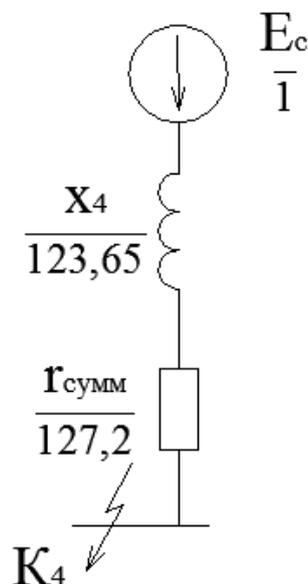


Рисунок 6.4 – Упрощенная схема замещения для к₄

Периодическая составляющая тока кз:

$$I_{к4 п |0|*}^{(3)} = \frac{E_c}{z_{\Sigma}^*} = \frac{1}{177,4} = 0,0056. \quad (6.13)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{к4 п |0|}^{(3)} = I_{к4 п |0|*}^{(3)} \cdot I_6 = 0,0056 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 8,08 \text{ кА}. \quad (6.14)$$

Ударный ток кз:

$$i_{yк4} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к4 п |0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot 8,08 = 22,4 \text{ кА}, \quad (6.15)$$

где k_y – ударный коэффициент, равный 1,96 для точки к4.

Рассчитанные токи кз сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Токи кз

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Токи, кА			$S_{кз.ст} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{п 0 }$, МВА
		$I_{п 0 }$	$I_{пт}$	i_y	
к1	115	16,07	16,07	39,1	3201
к2	115	10,83	10,83	27,57	2157
к3	10,5	7,7	7,7	21,02	140
к4	0,4	8,08	8,08	22,4	5,6

6.2 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения

Выбранные аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов кз;
- удовлетворять требованиям экономичности.

6.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд гпп

Приемниками собственных нужд пс являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [11].

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,1\% \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (6.16)$$

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 10000 = 10 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМ – 10/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{\text{ТСН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,77 \text{ А} \quad (6.17)$$

Принимаем к установке предохранитель типа пкт-101-10-2-31,5 УЗ с номинальным током $I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ А}$.

6.2.2 Выбор типа РУ на низкой стороне гпп, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{K_{\text{з Т НОРМ}} \cdot S_{\text{Т ГПП НОРМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,656 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 361 \text{ А} \quad (6.18)$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{\text{П/ав}} = \frac{K_{\text{з Т П/ав}} \cdot S_{\text{Т ГПП НОРМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А} \quad (6.19)$$

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии кМ1 ($I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии LF
 - трансформаторы тока тол-10
 - трансформаторы напряжения 3×НОЛ.08-10 УТ2
 - трансформатор тока нулевой последовательности тзл
- произведем проверку выключателей кру.

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{\text{з мин}} + t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,6 + 0,048 = 0,658 \text{ с} \quad (6.20)$$

значение апериодической составляющей тока кз в момент времени τ :

$$i_{\text{а } \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п |0| кз}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 7700 \cdot e^{-\frac{0,658}{0,14}} = 99,04 \text{ А} \quad (6.21)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 17 \text{ кА.} \quad (6.22)$$

проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током кз:

$$W_k = I_{\text{п}|0|кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 7,7^2 \cdot (0,658 + 0,14) = 47,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (6.23)$$

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сведем данные в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Выбор выключателя

Расчётные данные	LF2-10-40-2000
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 722 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п} 0 }} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a \tau} = 0,1 \text{ кА}$	$i_{a \text{ норм}} = 17 \text{ кА}$
$i_y = 21,02 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$W_k = 47,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям. Разъединители в крy встроенные, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем LF2. проверка разъединителей крy не производится.

В качестве секционного также выбираем выключатель LF2.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции. Сведем данные по ТТ в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока

Расчетные данные	каталожные данные ТОЛ -10-800-0,5/10P-У2
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 722 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 800 \text{ А}$
$i_y = 21,02 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$W_k = 11,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. как считалось ранее, такая нагрузка имеет мощность 1,5 ВА. поскольку ТОЛ-10 выполняются в широком диапазоне

вторичной нагрузки (3-30 ВА в зависимости от заказа), то будем считать, что класс точности для коммерческого учета 0,5 будет выполняться.

На секционном выключателе устанавливаем также трансформатор тока ТОЛ-10.

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. принимаем к установке 3×НОЛ.08-10 УТ2, с паспортными данными: $U_{ном} = 10$ кВ, $S_{2 ном} = 75$ ВА, работающих в классе точности 0,5.

Вторичная нагрузка трансформатора такая же как посчитанная ранее для трансформатора напряжения 110 кВ. Три трансформатора напряжения НОЛ.08-10 УТ2, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225$ В·А, что больше вторичной нагрузки. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа пкт-101-10-2-31,5 УЗ.

6.2.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Выключатели 10 кВ

конечные пункты кабельной линии	$U_{ном}$, кВ	I_p , А	$I_{утяж}$, А	$I_{п 0 }$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
Гпп-Тп2	10	48,3	96,6	7,7	21,02	LF2-10-2000-40	ТОЛ-10-200-0,5
Тп2-Тп1	10	29,3	58,5				
Гпп-Тп4	10	52,7	105,4				
Тп4-Тп5	10	22,5	44,9				
Тп5-Тп3	10	10,7	21,4				
Гпп-Тп6	10	73,7	147,4				
Тп6-Тп7	10	48,8	97,7				
Тп7-Тп9	10	19,3	38,6				
Гпп-Тп8	10	99,7	199,3				
Тп8-Тп11	10	60,1	120,3				
Тп11-Тп10	10	19,4	38,7				
Гпп-Тп8 (пр)	10	36,1	-				
Гпп-Нрп5 (СД)	10	42,8	-				
Гпп-Тп10 (СД)	10	51,2	-				

6.2.4 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость

Необходимые для проверки данные сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – проверка кабелей на термическую стойкость

кабельная линия	$I_{п 0 }$, кА	$t_{рз}$, с	$t_{св}$, с	T_a , с	$C, \frac{A \cdot \sqrt{с}}{мм^2}$	$F_{Тс}$, мм ²
Гпп-Тп	7,7	0,4	0,048	0,14	100	59
Гпп-Выс.Эп	7,7	0	0,048	0,14	100	33,4

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{Тс} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C}, \quad (6.24)$$

где $C = 100$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение такого кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к $F_{Тс}$.

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Поправка сечений кабелей

конец и начало кабельной линии	прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
Гпп-Тп2	35	70	ААШВ-3х70
Тп2-Тп1	16	70	ААШВ-3х70
Гпп-Тп4	35	70	ААШВ-3х70
Тп4-Тп5	16	70	ААШВ-3х70
Тп5-Тп3	16	70	ААШВ-3х70
Гпп-Тп6	16	70	ААШВ-3х70
Тп6-Тп7	50	70	ААШВ-3х70
Тп7-Тп9	50	70	ААШВ-3х70
Тп8-Тп11	50	70	ААШВ-3х70
Тп11-Тп10	16	70	ААШВ-3х70
Гпп-Тп8 (пр)	16	35	ААШВ-3х35
Гпп-Нрп5 (СД)	16	35	ААШВ-3х35
Гпп-Тп10 (СД)	25	35	ААШВ-3х35

6.2.5 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

В цеховых тп применяем комплектные трансформаторные подстанции. ктп – 250, ктп – 400, ктп – 630 и ктп – 1000, комплектуются выключателями нагрузки типа внб-10-630-20 с пружинным приводом и с предохранителями пкт [11]. Данные этих выключателей приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Вводные выключатели цтп

Номер Тп	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_p, \text{А}$	$I_{\text{утяж}}, \text{А}$	$I_{\text{п о }}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Тип выключателя	Тип предохранителя
1	10	29,3	58,5	7,7	21,02	внб-10-630-20	пкт-101-10-2-31,5 У3
2	10	19,3	38,6				
3	10	10,7	21,4				
4	10	30,5	61,3				
5	10	12	23,9				
6	10	25,5	51,1				
7	10	30	60				
8	10	41,5	83,1				
9	10	19,3	38,6				
10	10	19,4	38,7				
11	10	40,9	81,8				

По величине тока короткого замыкания в точке к3 производится выбор только вводных выключателей, установленных на стороне напряжения 10 кВ.

На стороне низшего напряжения цтп выбираются только вводные и секционные автоматические выключатели, а для рпн только вводные аппараты.

Результаты выбора сведем в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 – Выбор выключателей 0,4 кВ

Номер Тп/Нрп	I_p, A	$I_{утяж}, A$	$I_{п 0 }, kA$	i_y, kA	Тип выключателя	Тип нрп
Тп1	693	1386	8,08	22,4	Masterpact NW20	-
Тп2	503	1006				
Тп3	255	510				
Тп4	758	1516				
Тп5	391	781				
Тп6	608	1216				
Тп7	950	1901				
Тп8	993	1986				
Тп9	471	942				
Тп10	467	934				
Тп11	975	1951				
Нрп1	54	107	ВР 32-0,4-630			кТП-630
Нрп2	266	533				кТП-630
Нрп3	40	40				кТП-630
Нрп4	181	181				кТП-630
Нрп5	137	274				кТП-1000
Нрп6	121	243				кТП-400

Выводы по разделу 6

В данном разделе были рассчитаны токи и мощности короткого замыкания для всех характерных точек системы электроснабжения. На основании этих данных были выбраны ТСН, выключатели, ТТ, ТН, РУ внутризаводского электроснабжения. Также были выбраны вводные выключатели в цеховые тп, автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ, были проверены на термическую стойкость и уточнены сечения кл.

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

7.1 Обоснование необходимости установки устройств крм

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На гпп установлены два силовых трансформатора типа ТДН-10000/110 мощностью по 10 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ гпп имеет две секции сборных шин. к секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели, преобразователи и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых тп.

Проведем первичный баланс реактивной мощности по предприятию, чтобы приблизительно определить какую реактивную мощность необходимо вырабатывать высоковольтными конденсаторными батареями на данном предприятии [11].

$$Q_{ВБК} = Q_0 = k_{ом} [\sum_{i=1}^n (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{пр}] + 2 \cdot \Delta Q_{Т.гпп} - Q_{эс} - \sum_{i=1}^N Q_{сдi}, \quad (7.1)$$

где $(Q_{1i} + \Delta Q_{Ti})$ – реактивная мощность на вводе в i -ый цеховой трансформатор, берется из таблицы 6;

$Q_{пр}$ – реактивная мощность, потребляемая преобразователями;

$\Delta Q_{Т.гпп}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах гпп;

n – количество цеховых тп;

N – количество высоковольтных СД.

$$\sum_{i=1}^n (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) = 691,54 + 352,29 + 202,97 + 691,39 + 132,25 + 559,5 + 296,05 + 435,95 + 358,49 + 394,25 + 967,73 = 5082,4 \text{ кВар.}$$

$$\sum_{i=1}^N Q_{сдi} = 1249,4 + 1317,4 = 2566,8 \text{ кВар.}$$

$$\Delta Q_{Т.гпп} = \frac{S_{Т.НОМ}}{100} (i_{хх} + k_{з.т.ф}^2 \cdot u_k) = \frac{10000}{100} (0,7 + 0,656^2 \cdot 10,5) = 521,8 \text{ кВар.}$$

Тогда по формуле (7.1):

$$Q_{ВБК} = Q_0 = 0,85 \cdot (5082,4 + 1050) + 2 \cdot 521,8 - 6087,07 - 2566,8 = -2397,73 \text{ кВар.}$$

По первоначальным расчетам $Q_0 < 0$. Это говорит о том, что установка высоковольтной бк в РУ 10 кВ гпп нецелесообразна, то есть в СЭС имеется избыток реактивной мощности.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

7.2 Выбор низковольтных бск

Распределительное устройство 10 кВ гпд имеет 2 секции шин. Части схемы электроснабжения предприятия, питаемые соответственно от первой и второй с.ш. РУ 10 кВ гпд, идентичны. Поэтому в дальнейшем расчет ведем на одну такую с.ш. Расчет производится по методу лагранжа [11].

предварительно необходимо рассчитать сопротивления трансформатора и линии, которые определяются по формулам:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (U_{\text{н}})^2}{(S_{\text{ном.т}})^2} \quad (7.2)$$

$$R_{\text{л}} = R_{0\text{л}} \cdot l \quad (7.3)$$

Необходимые расчетные данные сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные тп

Трансформаторная подстанция	$S_{\text{т.ном}}$, кВ·А	$Q_{\text{л.и}}$, кВар	$Q_{\text{к.у}}$, кВар	$R_{\text{тр}}$, Ом	$R_{\text{л}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{т}}$, кВар
Тп1	630	626,09	0,00	2,14	0,17	65,45
Тп2	400	312,45	104,62	3,69	0,23	39,84
Тп3	250	180,23	0,00	6,72	0,19	22,74
Тп4	630	621,83	66,01	2,14	0,13	69,55
Тп5	250	106,35	273,33	6,72	0,07	25,90
Тп6	630	503,33	0,00	2,14	0,02	56,17
Тп7	630	226,5	650,53	2,14	0,08	69,55
Тп8	1000	354,05	323,63	1,22	0,01	81,90
Тп9	400	318,65	24,42	3,69	0,13	39,84
Тп10	400	354,41	12,08	3,69	0,21	39,84
Тп11	1000	889,49	0,00	1,22	0,09	78,24

Удельная стоимость активной мощности от протекания реактивной мощности посчитаем согласно формуле (71). при этом коэффициенты α , β и $k_{\text{м}}$ останутся прежними. Соответственно:

$$C_0 = 8760 \cdot \left(\frac{\alpha \cdot k_{\text{м}}}{T_{\text{им}}} + \beta \right) = 8760 \cdot \left(\frac{14718}{4500} + 1,295 \right) = 19193,6 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год} \quad (7.4)$$

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

затраты на генерацию реактивной энергии батареями статических конденсаторов определяются по формуле:

$$Z_{\Gamma} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{\text{БК}}}{U_c} \right)^2 + C'_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}}; \quad (7.5)$$

где E – нормативный коэффициент отчислений, $E = 0,203$;

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов;

$U_{\text{БК}*}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, примем для Бк $U_{\text{БК}*} = 1$;

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

Для низковольтных Бк $\Delta P_{\text{БК}} = 4$ кВт/МВар; для высоковольтных Бк $\Delta P_{\text{БК}} = 2$ кВт/МВар [11].

Удельная стоимость батарей, определяется по следующей формуле:

$$K_y = K_{y/90} \cdot 1,9 \cdot \text{иц}_{18/90} \cdot K_{\text{ндс}}, \quad (7.6)$$

где $K_{y/90}$ – удельная стоимость Бк в 1990 г.;

$\text{иц}_{18/90} = 80,6$ – индекс цен для 1990 г.;

$K_{\text{ндс}}$ – коэффициент НДС.

Таким образом, для вбк:

$$K_{y.\text{вбк}} = 6000 \cdot 1,9 \cdot 80,6 \cdot 1,2 = 1103 \text{ тыс.руб/МВар.}$$

Для нбк:

$$K_{y.\text{нбк}} = 12000 \cdot 1,9 \cdot 80,6 \cdot 1,2 = 2205 \text{ тыс.руб/МВар.}$$

Отсюда Z_{Γ} :

$$Z_{\Gamma.\text{вбк}} = 0,203 \cdot 1103 + 19,194 \cdot 2 = 262,3 \text{ тыс.руб/МВар,}$$

$$Z_{\Gamma.\text{нбк}} = 0,203 \cdot 2205 + 19,194 \cdot 4 = 524,4 \text{ тыс.руб/МВар,}$$

Эквивалентные проводимости для двух тп, соединенных по магистральной схеме, в точке 1 (см. рисунок 7.1) определяются по формуле:

$$\frac{1}{R_{\Gamma 1}} = \frac{1}{R_{\Gamma \text{тп1}}} + \frac{1}{R_{\Gamma \text{тп2}} + R_{\Gamma \text{л2}}}. \quad (7.7)$$

Тогда, эквивалентное сопротивление одной из ветвей, например $R_{\Gamma \text{тп1}}$, определяется по формуле:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{л1}}{R_{т1}}\right) \cdot R_{тр1}. \quad (7.8)$$

Для трех тп, соединенных между собой по магистральной схеме, принцип расчетов точно такой же.

Здесь значения коэффициентов определяются исходя из схемы на рисунке 7.1.

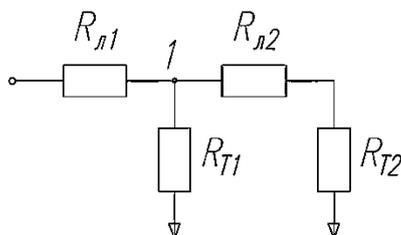


Рисунок 7.1 – Схема замещения магистральной линии

Оптимальная реактивная мощность низковольтных бк, определяется по формуле:

$$Q_{Ci} = \frac{Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}}{2} + \frac{z}{R_{эi}}, \quad (7.9)$$

где z – расчетный коэффициент.
 z определяется по формуле:

$$z = \frac{3_{1Г.ВБк} - 3_{1Г.НБк}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{262,3 - 524,4}{2 \cdot 10 \cdot 19,194} = -0,683 \text{ МВар} \cdot \text{Ом}, \quad (7.10)$$

где a – расчетный коэффициент, $a = 10 \text{ кВ}^{-2}$ для напряжения 10 кВ.
 Все рассчитанные параметры сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор низковольтных бк

Место установки бк	$R_{э}$, Ом	$Q_{с.расч.}$, кВар	$Q_{с.прин.}$, кВар	$Q_{к.}$, кВар	$Q_{с+Q_{к.}}$, кВар	$Q_{ст.}$, кВар	Тип принятой стандартной бк
Тп1	4,51	194,3	194,3	0	194,3	200	Ук1-0,4-200-У3
Тп2	2,50	-97,1	0	104,62	104,62	105	Ук1-0,4-105-У3
Тп3	7,74	13,2	13,2	0	13,2	12,6	Ук1-0,4-12,6-У3
Тп4	2,35	55,1	55,1	66,01	121,11	120	Ук1-0,4-120-У3
Тп5	7,53	-24,6	0	273,33	273,33	275	Ук1-0,4-275-У3
Тп6	2,19	-32,1	0	0	0	-	-
Тп7	2,32	-146,4	0	650,53	650,53	650	Ук1-0,4-650-У3

продолжение таблицы 7.2

Место установки бк	R _э , Ом	Q _{с.расч.} , кВар	Q _{с.прин.} , кВар	Q _{к.} , кВар	Q _{с+Qк.} , кВар	Q _{ст.} , кВар	Тип принятой стандартной бк
Тп8	1,24	-332,8	0	323,63	323,63	325	Ук1-0,4-325-У3
Тп9	4,14	14,3	14,3	24,42	38,72	39,6	Ук1-0,4-39,6-У3
Тп10	4,36	40,5	40,5	12,08	52,58	54	Ук1-0,4-54-У3
Тп11	1,36	-18,3	0	0	0	-	-
Итого	-	-	317,4	1454,6	1772	1781,2	-

7.3 Расчет реактивных мощностей синхронных двигателей

Определим реактивную мощность, генерируемую высоковольтными синхронными двигателями.

параметры СД приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Паспортные данные СД

Обозначение в схеме	Тип двигателя	U _{ном.} , кВ	P _{сд.нi.} , кВт	Q _{сд.нi.} , кВар	n _{i.} , об/мин	N _{i.} , шт	D _{1i.} , кВт	D _{2i.} , кВт
СД 1	СТД	10	630	320	3000	2	2,07	3,44
СД 2	СТД	10	800	408	3000	2	2,47	4,46

Располагаемая реактивная мощность СД определяется по формуле [11]:

$$Q_{сд.мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.нi}^2 + Q_{сд.нi}^2}; \quad (7.11)$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сдi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{нi}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{сд}=0,9$, следовательно, $\alpha_{м}=0,47$, тогда:

$$Q_{сд.м1} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 0,47 \cdot 2 \cdot 706,6 = 664,2 \text{ кВар,}$$

$$Q_{сд.м1} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{800^2 + 408^2} = 0,47 \cdot 2 \cdot 898 = 844,2 \text{ кВар,}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для синхронных двигателей определяются по формулам:

$$Z_{1г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд.нi}}; \quad (7.12)$$

$$Z_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд.нi}^2}. \quad (7.13)$$

Реактивная мощность СД определяется по формуле:

$$Q_{сд1} = \frac{Z_{г.вн} - Z_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}}; \quad (7.14)$$

где $R_{э.сд}$ – эквивалентное сопротивление СД.

$R_{э.сд}$ определяется по формуле:

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N_i} + \frac{Z_{2г.сд}}{a \cdot C_0}. \quad (7.15)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Результаты расчетов СД

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд.мi}$, кВар	$Z_{1г.сдi}$, тыс.руб/МВар	$Z_{2г.сдi}$, тыс.руб/МВар ²	$R_{э.сдi}$, Ом	$Q_{сдi}$, МВар
СД 1	664,2	124,2	322,4	1,752	0,205
СД 2	844,2	116,2	257,1	1,424	0,267
Итого:	1508,4	-	-	-	0,472

Реактивная мощность синхронных двигателей не превышает располагаемого значения реактивной мощности для этих двигателей. поэтому их мощность не ограничиваем.

7.4 Выбор высоковольтных бск

Мощность высоковольтной бк, подключенной к СШ 10 кВ гпп находим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ Гпп [11]:

$$Q_{ВБк} = K_{ом} \left[\sum_{i=1}^n \frac{(Q_{1i} + \Delta Q_{тi})}{2} + Q_{пр} \right] + \Delta Q_{т.гпп} - \sum_{i=1}^n Q_{сi} - \frac{Q_{эс}}{2} - \sum_{i=1}^N Q_{сдi}, \quad (7.16)$$

где $(Q_{1i} + \Delta Q_{тi})$ – реактивная мощность на вводе в i-ый цех, берется из таблицы 6;

$Q_{пр}$ – реактивная мощность, потребляемая преобразователями секции шин;

$\Delta Q_{т.гпп}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе гпп;

						лист
					130302.2019.101.00.00 ПЗ	77
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n – количество цеховых тп;

N – количество высоковольтных СД;

$Q_{ЭС}$ выбирается, как наименьшее из двух значений. первое значение – это посчитанное ранее значение $Q'_{ЭС} = 6087$ кВар.

Второе значение $Q''_{ЭС}$ определяется по формуле:

$$Q''_{ЭС} = Q_P - \frac{0,7}{k_{н,р}} Q_{сд,м} = 6256 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 2 \cdot 1508,4 = 3909,6 \text{ кВар} \quad (7.17)$$

где $k_{н,р}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности, для химической промышленности $k_{н,р} = 0,9$.

Таким образом, подставляем в формулу (7.16) значение $Q''_{ЭС}$.

$$\Delta Q_{т,гпп} = \frac{S_{т,ном}}{100} (i_{хх} + k_{з.т.ф}^2 \cdot u_k) = \frac{10000}{100} (0,7 + 0,656^2 \cdot 10,5) = 521,8 \text{ кВар.}$$

Тогда по формуле (7.16):

$$Q_{вбк} = 0,85 \cdot \left(\frac{5082,4}{2} + \frac{1050}{2} \right) + 521,8 - 317,4 - \frac{3909,6}{2} - 472 = 383,87 \text{ кВар.}$$

принимая к установке вбк укл-10-450-У3.

Выводы по разделу 7

В данном разделе был произведен выбор низковольтных батарей конденсаторов, посчитаны реактивные мощности, генерируемые синхронными двигателями, и на основании этого был произведен выбор высоковольтных батарей конденсаторов. к установке в данном проекте приняты нбк Ук1-0,4 на разные номинальные мощности, а также вбк укл-10-450-У3.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

8.1 Расчет коэффициентов гармонических составляющих

На предприятии присутствуют мощные высоковольтные электроприемники, вносящие искажения в напряжение питающей сети – преобразователи частоты мощностью 500 кВт каждый. В связи с этим, необходима оценка качества электроэнергии.

Упрощенная схема внутриводского электроснабжения представлена на рисунке 8.1.

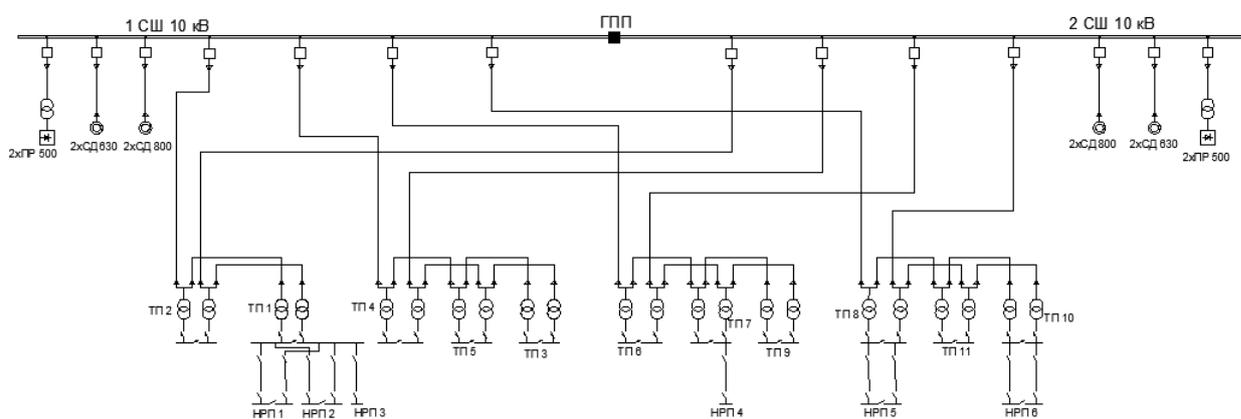


Рисунок 8.1 – Упрощенная схема электрической сети

Поскольку электроснабжение предприятия симметрично относительно секций шин, то будем рассматривать одну секцию шин. Упрощенная схема первой секции шин представлена на рисунке 8.2.

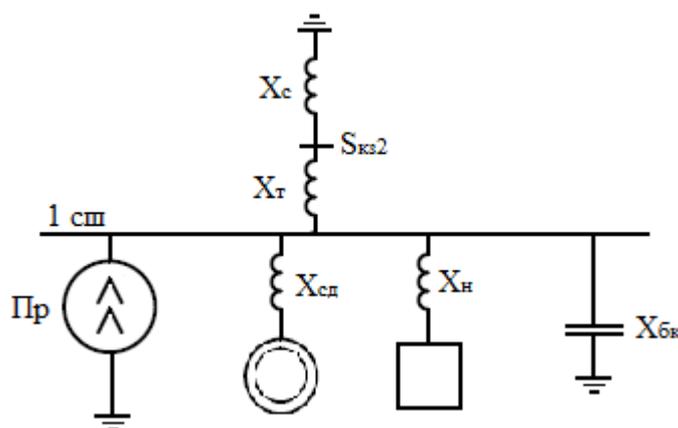


Рисунок 8.2 – Упрощенная схема первой секции шин внутриводского электроснабжения

Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2019.101.00.00 ПЗ

лист

79

Все параметры данной схемы будем считать относительно напряжения секции шин, то есть $U_{\text{сш}} = 10$ кВ.

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{10^2}{2157} = 0,0464 \text{ Ом}, \quad (8.1)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания в точке к2 (см. раздел 6.1), то есть мощность короткого замыкания на вводах трансформатора гпп.

Сопротивление трансформатора гпп вычисляется по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_C^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{10} = 1,05 \text{ Ом}, \quad (8.2)$$

где S_T – номинальная мощность трансформатора гпп.

Сопротивления кабельных линий малы по сравнению с сопротивлениями нагрузок цехов и высоковольтных электроприемников. поэтому в расчетах сопротивлениями кл мы пренебрегаем.

Сопротивление линейной нагрузки суммарной установленной мощности электродвигателей $S_{\text{дв}\Sigma}$ и трансформаторов цеховых тп $S_{\text{т}\Sigma}$ для сети 10 кВ определяется по формуле:

$$X_{\text{Нп}} = \frac{34n}{S_{\text{т}\Sigma} + 2S_{\text{дв}\Sigma}}, \quad (8.3)$$

где n – номер гармоники.

Для первой гармоники сопротивление нагрузки равно:

$$X_{\text{Н1}} = \frac{34}{0,63 \cdot 4 + 0,4 \cdot 3 + 0,25 \cdot 2 + 1 \cdot 2 + 2 \cdot (0,898 + 0,707)} = 3,606 \text{ Ом}.$$

Сопротивление первой гармоники высоковольтной батареи конденсаторов равняется:

$$X_{\text{бк}} = -\frac{U_C^2}{Q_{\text{бк}}} = -\frac{100}{0,45} = -222,2 \text{ Ом}, \quad (8.4)$$

где $Q_{\text{бк}}$ – реактивная мощность высоковольтной батареи конденсаторов.

преобразованная схема замещения данной сети представлена на рисунке 8.3.

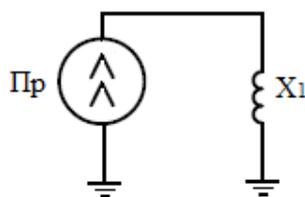


Рисунок 8.3 – преобразованная схема замещения 1 сш

Сопротивление X_1 в схеме замещения находится по формуле:

$$\frac{1}{X_1} = \frac{1}{X_T + X_C} + \frac{1}{X_{бк}} + \frac{1}{X_{Н1}} = \frac{1}{1,05 + 0,0464} + \frac{1}{222,2} + \frac{1}{3,606} = 1,185 \text{ См.} \quad (8.5)$$

Отсюда следует, что для первой гармоники $X_1 = 0,844 \text{ Ом}$.

Данные преобразователи 500 кВт являются 6 пульсными. Они находятся в гальваническом цехе и питают гальванические ванны. Следовательно, данные преобразователи будут генерировать 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23 и 25 гармоники. проведем расчет именно для них [6].

Для начала следует пересчитать сопротивления элементов схемы для этих гармоник, пользуясь правилом, что n-ная гармоника индуктивного сопротивления: $X_n = X_1 \cdot n$, а n-ная гармоника емкостного сопротивления: $X_n = X_1/n$. Расчетные величины сведем в таблицу 8.1.

Секция шин имеет 2 однотипных полупроводниковых неуправляемых преобразователя, следовательно, ток, генерируемый ими, определяется по формуле:

$$I_n = \frac{S_{п\Sigma} \cdot K_n}{U_c \cdot n \cdot \sqrt{3}} \quad (8.6)$$

где $S_{п\Sigma}$ – суммарная мощность преобразователей, выбирается по мощности питающего преобразователь трансформатора;

K_n – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз высших гармоник тока преобразователей, для $n = 5$ и $n = 7$: $K_n = 0,9$, для $n = 11$, $n = 13$ и более: $K_n = 0,75$.

Данные преобразователи получают питание через трансформаторы мощностью 630 кВА.

Таким образом, для 5 гармоники ток, генерируемый преобразователями равен:

$$I_n = \frac{2 \cdot 630 \cdot 0,9}{10 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}} = 13,1 \text{ А.}$$

Посчитаем токи остальных гармоник и сведем полученные данные в таблицу 1.

Определим напряжения гармоник:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$U_n = I_n \cdot X_{1.n}. \quad (8.7)$$

коэффициенты гармонических составляющих напряжения определяется по формуле:

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{\text{сш.ф}}} \cdot 100\%, \quad (8.8)$$

где $U_{\text{сш.ф}}$ – фазное напряжение секции шин, $U_{\text{сш.ф}} = \frac{U_c}{\sqrt{3}} = \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,77$ кВ.

Посчитаем напряжения гармоник и коэффициенты гармонических составляющих и сведем полученные данные в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчетные данные для высших гармоник

n	X_{Tn}, OM	X_{Cn}, OM	X_{Hn}, OM	$X_{\text{бкн}}, \text{OM}$	$X_{1.n}, \text{OM}$	I_n, A	U_n, B	$K_{U(n)}, \%$
5	5,25	2,32	18,03	-44,44	6,06	13,1	79,4	1,38
7	7,35	3,25	25,24	-31,74	9,76	9,35	91,3	1,58
11	11,55	5,1	39,7	-20,2	27,97	4,96	138,7	2,4
13	13,65	6,03	46,88	-17,1	73,35	4,2	308,1	5,34
17	17,85	7,89	61,3	-13,07	-46,86	3,2	149,9	2,6
19	19,95	8,82	68,5	-11,7	-27,66	2,87	79,4	1,38
23	24,15	10,67	82,94	-9,66	-15,94	2,37	37,8	0,66
25	26,25	11,6	90,15	-8,89	-13,33	2,18	29,1	0,51

Суммарный коэффициент гармонических составляющих определяется по формуле:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=5}^{25} U_n^2}}{U_{\text{сш.ф}}} \cdot 100\%, \quad (8.9)$$

где n – номер гармоники.

Следовательно, суммарный коэффициент гармонических составляющих:

$$K_U = \frac{\sqrt{79,4^2 + 91,3^2 + 138,7^2 + 308,1^2 + 149,9^2 + 79,4^2 + 37,8^2 + 29,1^2}}{5770} \times$$

$$\times 100\% = 6,93\%.$$

Согласно [13] нормально допустимое значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения для сети 10 кВ равняется 5%. посчитанный ранее суммарный коэффициент гармонических составляющих не проходит по этому критерию.

Нормально допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих для требуемых гармоник, а также посчитанные нами значения сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Нормально допустимые значения $K_{U(n)}$ и рассчитанные значения $K_{U(n)}$ для сети 10 кВ

n	5	7	11	13	17	19	23	25
$K_{U(n)доп}, \%$	4	3	2	2	1,5	1	1	1
$K_{U(n)расч}, \%$	1,38	1,58	2,4	5,34	2,6	1,38	0,66	0,51

Как видно из таблицы 8.2, коэффициенты гармонических составляющих напряжения для 11, 13, 17 и 19 гармоник не проходят по нормально допустимым значениям [13]. Необходимо снижать уровень высших гармоник напряжения, используя фильтры высших гармоник.

8.2 Выбор пассивного фильтра 5 гармоники

Выберем к установке пассивный фильтр для 5 гармоники.

Коэффициент повышения напряжения на конденсаторе считается по формуле:

$$a = \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (8.10)$$

где n – номер гармоники.

Так для 5 гармоники:

$$a = \frac{5^2}{5^2 - 1} = 1,042.$$

Напряжение основной частоты на конденсаторе определяется как:

$$U_{1c} = \frac{aU_{сш}}{\sqrt{3}} \quad (8.11)$$

Для 5 гармоники:

$$U_{1c} = \frac{1,042 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,014 \text{ кВ.}$$

Далее необходимо произвести выбор номинального напряжения конденсатора из условия, что $U_{1c} \leq U_{ном.бк} \leq 1,3 \cdot U_{1c}$, то есть для 5 гармоники $6,014 \text{ кВ} \leq U_{ном.бк} \leq 7,818 \text{ кВ}$. принимаем к установке конденсаторы $U_{ном.бк} = 6,3 \text{ кВ}$.

коэффициент загрузки конденсатора по напряжению основной частоты:

$$0,77 \leq C_{u1} = \frac{U_{1c}}{U_{\text{НОМ.БК}}} < 1. \quad (8.12)$$

Так, для 5 гармоники:

$$C_{u1} = \frac{6,014}{6,3} = 0,955.$$

коэффициент загрузки по напряжению проходит по условию (8.12).
коэффициент загрузки конденсатора по полному току:

$$C_i = \frac{1}{C_{u1}} \leq C_{i\text{доп}} = 1,3. \quad (8.13)$$

Для 5 гармоники:

$$C_i = \frac{1}{0,955} = 1,047 < 1,3.$$

коэффициент загрузки по полному току проходит по условию (8.13).
коэффициент загрузки конденсатора по току гармоники:

$$C_{in} = \sqrt{C_i^2 - C_{u1}^2} \leq \sqrt{C_{i\text{доп}}^2 - C_{u1}^2} = C_{in\text{доп}}. \quad (8.14)$$

Для 5 гармоники:

$$C_{in} = \sqrt{1,047^2 - 0,955^2} = 0,429 \leq \sqrt{1,3^2 - 0,955^2} = 0,822.$$

коэффициент загрузки по току гармоники проходит по условию (8.14).

Мощность конденсатора по условию эффективности поглощения тока гармоники определяется по формуле:

$$Q_{\text{БК}} = k_p \cdot S_{\text{КЗ}}, \quad (8.15)$$

где $k_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $n = 5$, $k_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $n = 7$, $k_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $n = 11, 13$;

$S_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания в месте установки БК.

Мощность КЗ определяется по формуле:

$$S_{\text{КЗ}} = \frac{U^2}{X_1} = \frac{10^2}{0,844} = 118,48 \text{ МВА}. \quad (8.16)$$

То есть для 5 гармоники:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$Q_{\text{бк}} = 0,45 \cdot 10^{-2} \cdot 118480 = 533,16 \text{ кВар.}$$

Мощность конденсатора по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{\text{бк}} \geq \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}} \cdot K_{\text{in}} \cdot I_{\text{n}}}{C_{\text{in}}}, \quad (8.17)$$

где K_{in} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, можно принять равным 1,3-1,4.

Таким образом, для 5 гармоники:

$$Q_{\text{бк}} = \frac{3 \cdot 6,3 \cdot 1,4 \cdot 13,1}{0,429} = 807,99 \text{ кВар.}$$

Из полученных значений выбирается наибольшее, то есть для 5 гармоники принимаем $Q_{\text{ном.бк}} = 900$ кВар.

Номинальный ток конденсаторной установки (при подключении конденсаторов по схеме звезды) определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{Q_{\text{ном.бк}}}{3U_{\text{ном.бк}}}. \quad (8.18)$$

Для 5 гармоники:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{900}{3 \cdot 6,3} = 47,62 \text{ А.}$$

Компенсирующая способность фильтра:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.бк}} \cdot C_{\text{у1}}^2. \quad (8.19)$$

Для 5 гармоники:

$$Q_{1\phi} = 900 \cdot 0,955^2 = 820,8 \text{ кВар.}$$

Необходимая дополнительная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{необх}} - Q_{1\phi}. \quad (8.20)$$

В нашем случае $Q_{\text{необх}} = 450$ кВар $<$ $Q_{1\phi} = 820,8$ кВар, следовательно, в дополнительной мощности компенсирующих устройств нет необходимости. Характеристическое сопротивление фильтра:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$\rho = \frac{3U_{\text{НОМ.БК}}^2}{Q_{\text{НОМ.БК}} \cdot n} \quad (8.21)$$

То есть для 5 гармоник:

$$\rho = \frac{3 \cdot 6,3^2}{0,9 \cdot 5} = 26,46 \text{ Ом.}$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра:

$$U_{\text{пБК.макс}} = U_{\text{пр}} = I_{\text{НОМ.БК}} \cdot C_{\text{индоп}} \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (8.22)$$

Для 5 гармоник:

$$U_{\text{пБК.макс}} = 47,62 \cdot 0,822 \cdot 26,46 \cdot 10^{-3} = 1,036 \text{ кВ.}$$

Максимальное полное напряжение на конденсаторе фильтра:

$$U_{\text{БК.макс}} = \sqrt{U_{1\text{БК}}^2 + U_{\text{пБК.макс}}^2} \quad (8.23)$$

Для 5 гармоник:

$$U_{\text{БК.макс}} = \sqrt{6,014^2 + 1,036^2} = 6,103 \text{ кВ.}$$

Проверка правильности выбора номинального напряжения конденсатора: $U_{\text{БК.макс}} \leq U_{\text{НОМ.БК}}$. Для 5 гармоник $6,103 < 6,3$, следовательно номинальное напряжение конденсатора выбрано правильно.

Фактический коэффициент загрузки конденсатора по току гармоник:

$$C_{\text{инф}} = \frac{I_n K_{\text{ин}}}{I_{\text{НОМ.БК}}} \quad (8.24)$$

Для 5 гармоник:

$$C_{\text{инф}} = \frac{13,1 \cdot 1,4}{47,62} = 0,385.$$

8.3 Выбор реактора фильтра 5 гармоник

Произведем выбор реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$X_{1p} = \frac{\rho}{n}. \quad (8.25)$$

Для 5 гармоники:

$$X_{1p} = \frac{26,46}{5} = 5,292 \text{ Ом.}$$

Номинальный ток реактора фильтра:

$$I_{\text{ном.р}} \geq C_{\text{идоп}} \cdot I_{\text{ном.бк.}} \quad (8.26)$$

Для 5 гармоники:

$$I_{\text{ном.р}} \geq 1,3 \cdot 47,62 = 61,91 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реактор с $I_{\text{ном.р}} = 63 \text{ А.}$

Напряжение основной частоты на ректоре:

$$U_{1p} = \frac{1}{n^2 - 1} \cdot \frac{U_{\text{сш}}}{\sqrt{3}}. \quad (8.27)$$

Для 5 гармоники:

$$U_{1p} = \frac{1}{5^2 - 1} \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 240,6 \text{ В.}$$

Максимальное полное напряжение на реакторе:

$$U_{\text{р.макс}} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{\text{пбк.макс}}^2} \quad (8.28)$$

Для 5 гармоники:

$$U_{\text{р.макс}} = \sqrt{240,6^2 + 1036^2} = 1,063 \text{ кВ.}$$

Номинальное напряжение реактора должно удовлетворять условию: $U_{\text{ном.р}} \geq U_{\text{р.макс}}$. Для гармоники принимаем реактор с $U_{\text{ном.р}} = 1,6 \text{ кВ.}$

8.4 Пересчет коэффициентов гармонических составляющих

Пересчитаем показатели качества по формулам 8.4–8.9 и занесем результаты в таблицу 8.3.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$X_{\text{бк.ф}} = -\frac{3 \cdot U_{\text{НОМ.бк}}^2}{Q_{\text{бк}}} = -\frac{3 \cdot 6,3^2}{0,9} = -132,3 \text{ Ом.}$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{X_1} &= \frac{1}{X_T + X_C} + \frac{1}{X_{\text{бк}} + X_p} + \frac{1}{X_{H1}} = \\ &= \frac{1}{1,05 + 0,0464} + \frac{1}{5,292 - 132,3} + \frac{1}{3,606} = 0,93 \text{ См.} \end{aligned}$$

Следовательно, на промышленной частоте $X_1 = 1,075 \text{ Ом}$.

Таблица 8.3 – Расчетные данные для высших гармоник при использовании фильтра 5 гармоники

n	$X_{\text{бкн}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{рп}}, \text{ Ом}$	$X_{1,n}, \text{ Ом}$	$I_n, \text{ А}$	$U_n, \text{ В}$	$K_{U(n)}, \%$
5	-26,46	26,46	0	13,1	0	0
7	-18,9	37,04	5,29	9,35	49,46	0,86
11	-12,03	58,21	9,35	4,96	46,38	0,8
13	-10,18	68,8	11,21	4,2	47,08	0,82
17	-7,78	89,96	14,85	3,2	47,52	0,82
19	-6,96	100,55	16,65	2,87	47,79	0,83
23	-5,75	121,72	20,24	2,37	47,97	0,83
25	-5,29	132,3	22,03	2,18	48,03	0,83

Таблица 8.4 – Нормально допустимые значения $K_{U(n)}$ и рассчитанные значения $K_{U(n)}$ для сети 10 кВ при фильтрации 5 гармоники

n	5	7	11	13	17	19	23	25
$K_{U(n)\text{доп}}, \%$	4	3	2	2	1,5	1	1	1
$K_{U(n)\text{расч}}, \%$	0	0,86	0,8	0,82	0,82	0,83	0,83	0,83

Суммарный коэффициент гармонических составляющих:

$$K_U = \frac{\sqrt{0^2 + 49,46^2 + 46,38^2 + 47,08^2 + 47,52^2 + 47,79^2 + 47,97^2 + 48,03^2}}{5770} \times 100\% = 2,19\%.$$

Как видно из рассчитанных данных, коэффициенты всех гармонических составляющих напряжения, а также суммарный коэффициент гармонических составляющих находятся в пределах нормально допустимых значений [13]. Следовательно, установка фильтра 5 гармоники улучшило показатели качества, и в установке каких-либо еще устройств, улучшающих показатели качества, нет необходимости.

Выводы по разделу 8

В данном разделе были проверены коэффициенты гармонических составляющих гармоник, которые генерируются стоящими в данном предприятии преобразователями. поскольку согласно [13] эти коэффициенты не проходят по нормально допустимым значениям, в данном разделе были выбраны пассивные фильтры 5 гармоники и защитные реакторы к ним. правильность выполнения подтверждают проходящие по нормально допустимым значениям пересчитанные коэффициенты гармонических составляющих. помимо защиты от высших гармоник пассивный фильтр также генерирует реактивную мощность. На основании этого нами было установлено, что в установки вбк в данном проекте нет необходимости.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Описание вариантов схем электроснабжения

Ранее нами было рассчитано внутризаводское электроснабжение всех цехов, были выбраны трансформаторы тп цехов, автоматические выключатели на низкой стороне, а также питающие цеха кабели.

Здания №1 (заводоуправление), №2 (зеркальный цех), №3 (инструментальный цех) и №4 (склад) расположены близко друг к другу, а также часть этих зданий имеет малую расчетную мощность. В связи с этим, было принято решение поставить одну трансформаторную подстанцию (Тп 1) с двумя трансформаторами ТМГ-630 в цехе №2, а питание соседних цехов осуществлять кабелями и нрп на напряжении 0,4 кВ (см. рисунок 9.1). Такой вариант отвечает всем техническим требованиям, обеспечивает необходимую надежность цехов, надлежащее качество электроэнергии, но при этом имеет ряд потенциальных недостатков. Цех №3 имеет расчетную мощность 369,2 кВА, что не намного меньше расчетной мощности цеха №2 (489,2 кВА). Это приводит к большому расчетному току и, как следствие, завышенному сечению кабеля 0,4 кВ, питающего цех №3. к тому же расстояние между этими цехами 82 м, что значительно увеличивает стоимость этого кабеля.

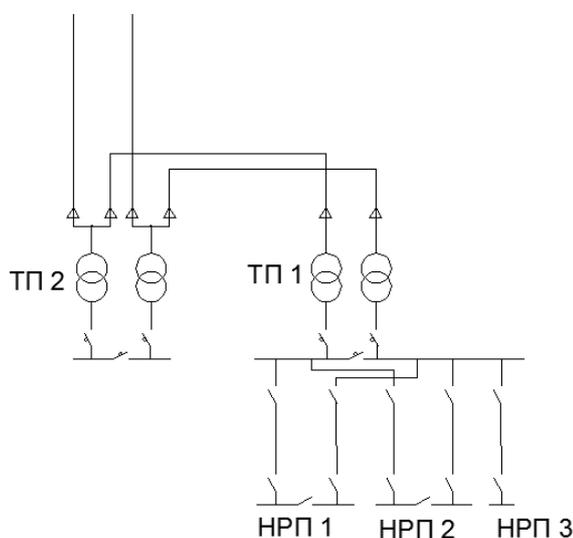


Рисунок 9.1 – Первоначальный вариант схемы питания цехов №1 - №5

Таким образом, имеет смысл рассмотреть вариант электроснабжения этих цехов по другой схеме. В новом варианте еще одна трансформаторная подстанция стоит в цехе №3 (Тп 12), от нее получают питания цех №3, а также маломощные цеха №1 и №4 по низковольтным кабелям (см. рисунок 9.2), а тп 1 в данном варианте становится промежуточным звеном в магистрали и питает только цех №2. Такое решение позволит уменьшить сечение кабеля до цеха №3, так как теперь ток будет передаваться на внутризаводском напряжении 10 кВ, а также

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

позволит снизить номинальную мощность трансформаторов Тп 1, но при этом увеличится количество оборудования. проведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

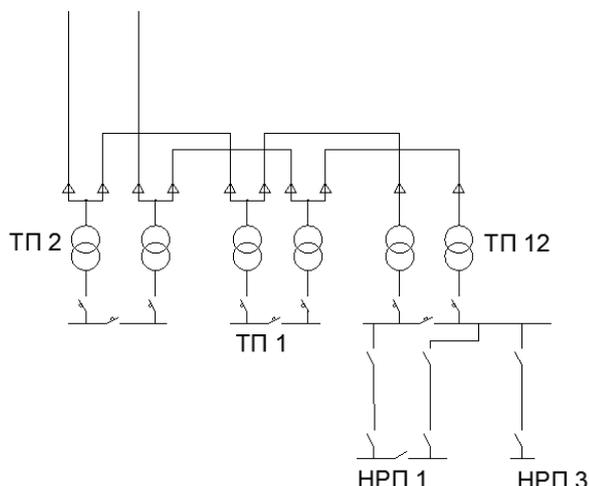


Рисунок 9.2 – Новый вариант схемы питания цехов №1 - №5

9.2 Выбор трансформаторов и кл для второго варианта

Произведем выбор типа, числа и мощности трансформаторов нового варианта схемы электроснабжения. Расчетные мощности цехов и их площади нам известны из пункта (2). Для выбора трансформаторов воспользуемся методикой, изложенной в пункте (3), а также формулами (3.1-3.12). Результаты расчетов сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчетов по выбору трансформаторов нового варианта

№ п.п	Наименование цехов, подразделений	кате-гория надежности	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	$F_{ц}$, м ²	σ , кВА/м ²	Ст.э, кВА	Нт э, шт	Нт. min, шт
1	2. зеркальный цех	2	371,9	317,7	489,2	2161	0,2	1250	1	2
подразделение 1										
2	1. заводоуправление	2	57,0	47,9	74,4	1143	0,1			
3	3. инструментальный цех	2	278,5	242,3	369,2	686	0,5			
4	4. склад	3	20,7	18,2	27,5	1216	0,0			
5	Итого (1-4)		356,2	308,4	471,1		0,2	2500	1	2

продолжение таблицы 9.1

№ п.п	м, шт	Нт.опт, шт	Ст.ном, кВА	КОЛ-ВО тр-ров в Тп	Номер Тп	кз.т.д	Тип тр-ров	Q _{1р} , кВар	Q ₁ , кВар	Q _{к.у} , кВар
1	0	2	250	2	0	0,8	ТМГ	147,2	147,2	170,5
2					НРп1					
3										
4					НРп2					
5	0	2	250	2	1	0,8	ТМГ	182,1	182,1	126,3

продолжение таблицы 9.1

№ п.п	кз.т.н	кз.т.а	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	Ιхх, %	Uк, %	ΔРт, кВт	ΔQт, кВар	Рт+ΔРт, кВт	Q ₁ +ΔQт, кВар
1	0,80	1,60	0,74	4,2	2,3	4,5	6,86	25,90	378,8	173,1
2										
3										
4										
5	0,80	1,60	0,74	4,2	2,3	4,5	6,86	25,90	363,0	207,9

Таким образом, в подстанции тп 1 и тп 12 необходимо поставить по 2 трансформатора ТМГ-250. Ни трансформаторы тп 1, ни трансформаторы тп 12 не могут пропускать всю необходимую реактивную мощность, в отличие от трансформаторов ТМГ-630 в тп 1 в первоначальном варианте. значит, в данном варианте необходимо будет устанавливать низковольтные конденсаторные батареи.

Кабельные линии для предшествующего варианта были выбраны ранее (см. таблицу 5.1). Типы кл и план их прокладки к зданиям №1 - №4 показаны на рисунке 9.3.

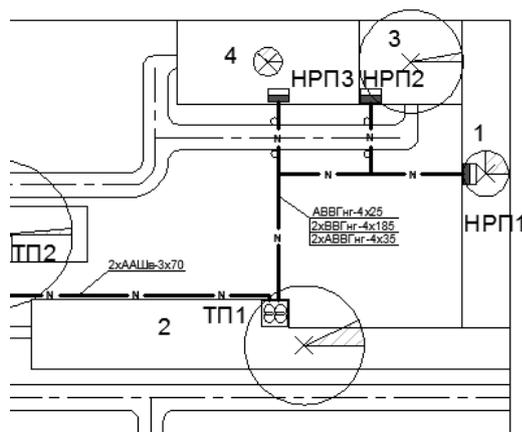


Рисунок 9.3 – План прокладки кабелей к зданиям №1 - №4 предшествующего варианта

Произведем выбор типа и числа кабельных линий, питающих трансформаторные подстанции нового варианта схемы электроснабжения. Для выбора кл воспользуемся методикой, изложенной в пункте (5.3), а также формулами (5.1-5.5). Результаты расчетов сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчетов кл нового варианта

№ п.п	конечные пункты кл	Pp, кВт	Qp, кВар	Sprk, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fт, мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А	
										Норм. реж.	послед. реж.
1	Тп1 - Тп12	363,0	207,9	418,4	12,1	8,6	16	2хААШВ-3х16	В траншеях	12,1	24,2
2	Тп12 - НРП3	20,7	18,2	27,5	39,8	28,4	25	АВВГнг-4х25	В полу	39,8	0,0
3	Тп12 - НРП1	57,0	47,9	74,4	53,7	38,4	35	2хАВВГнг-4х35	В полу	53,7	107,4

продолжение таблицы 9.2

№ п.п	Идоп, А	кп, о.е.	кт, о.е.	Гдоп, А	Кав, о.е.	Гав, А	l, км	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, %
1	75	0,9	1	67,5	1,2	81	0,082	1,94	0,113	0,059
2	105,8	1	1,03	108,9	0	0	0,020	1,25	0,091	0,344
3	128,8	1	1,03	132,7	1,2	159,2	0,046	0,84	0,082	1,489

Тп 12 получает питание по кабелю 2хААШВ-3х16, но этот кабель не проходит по термической стойкости (см. пункт 6.2.4). Минимальная площадь термически устойчивого сечения кабеля составляет 70 мм². Таким образом, к прокладке принимаем кабель 2хААШВ-3х70.

План прокладки кл к зданиям №1 - №4 в новом варианте представлен на рисунке 9.4.

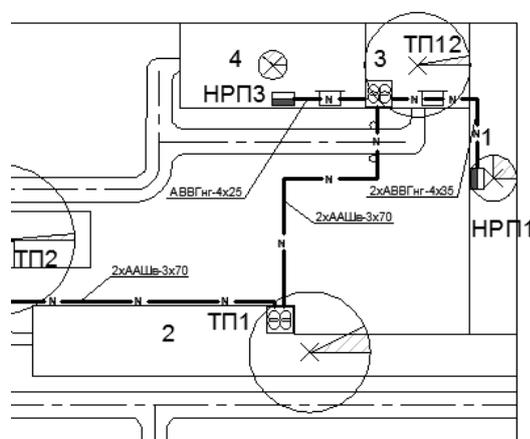


Рисунок 9.4 – План прокладки кабелей к зданиям №1 - №4 нового варианта

формуле (4.34). Данные для определения C_0 и ее значения для разных классов напряжения приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Результаты расчетов удельной стоимости электроэнергии

U, кВ	α , руб/кВт·год	β , руб/кВт·ч	C_0 , руб/кВт·ч
10	22793,3	1,309	6,37
0,4	24975,6	1,37	6,92

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу определяется по формуле (4.33). Стоимость потерь электроэнергии для первого варианта схемы:

$$C_{э1} = 39,8 \cdot 6,37 + (10,077 + 0,994 + 3,649) \cdot 6,92 = 355,39 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Стоимость потерь электроэнергии для второго варианта схемы:

$$C_{э2} = (57 + 0,054) \cdot 6,37 + (0,343 + 1,929) \cdot 6,92 = 379,16 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Как видно из проведенных расчетов, несмотря на то, что потери в кл уменьшились, из-за больших суммарных потерь энергии в трансформаторах, стоимость потерь второго варианта все равно больше, чем стоимость потерь первого варианта.

Годовые приведенные затраты определяются по выражению (4.32). В данных расчетах не учитываем плату за потребленную электроэнергию, так как предприятие потребляет электроэнергию на напряжении 110 кВ, а этот расчет выполняется для внутривозовских сетей. Также мы считаем варианты равнонадежными и пренебрегаем ущербом от плановых и вынужденных простоев.

Для силового оборудования $E_{н\Sigma}$ принимается равным 0,193; для кл до 10 кВ проложенных в земле и под водой $E_{н\Sigma} = 0,165$; для кл до 10 кВ проложенных в помещении $E_{н\Sigma} = 0,154$.

УНЦ ктп на 10(6) кВ для трансформаторов 2х250 составляет $1462 \cdot 1,12 = 1637$ тыс. руб [14].

УНЦ ктп на 10(6) кВ для трансформаторов 2х630 составляет $2078 \cdot 1,12 = 2327$ тыс. руб [14].

Капитальные затраты на кл АВВГнг-4х25, АВВГнг-4х35, ВВГнг-4х185 и ААШв-3х70 сведем в таблицу 9.7 [15].

Таблица 9.7 – Капитальные затраты кл

Тип кабелей	АВВГнг-4х25	АВВГнг-4х35	ВВГнг-4х185	ААШв-3х70
кап. затраты, руб/м	113	153	3551	531

Таким образом, годовые приведенные затраты для первого варианта схемы электроснабжения:

$$z_{г\Sigma 1} = 0,193 \cdot 2327 + 0,165 \cdot (3,551 \cdot 82 \cdot 2 + 0,113 \cdot 58 + 2 \cdot 0,153 \cdot 87) + 355,39 = 906,1 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Годовые приведенные затраты для второго варианта:

$$z_{г\Sigma 2} = 0,193 \cdot 2 \cdot 1637 + 0,165 \cdot 2 \cdot 0,531 \cdot 82 + 0,154 \cdot (0,113 \cdot 20 + 2 \cdot 0,153 \cdot 46) + 379,16 = 1027,9 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Как видно из расчетов, даже без учета нбк подстанций тп1 и тп12, которые добавляются при использовании второго варианта, видно, что второй вариант является более затратным, а значит менее предпочтительным. Дальнейшие расчеты не имеют смысла. В проекте оставляем вариант с изначальной конфигурацией схемы.

Выводы по разделу 9

В данном разделе был пересмотрен спорный и потенциально не экономичный участок схемы внутризаводского электроснабжения, а именно питание зданий №1 - №4. Была рассмотрена другая конфигурация схемы этого участка, и были рассчитаны его кабели и трансформаторы. На основании этих расчетов было приведено технико-экономическое сравнение предшествующего и нового вариантов схем и было установлено, что предшествующий вариант является более экономичным по сравнению с новым.

10 РАСЧЕТ ЗАЩИТНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 380 В

10.1 Организация защиты

На рисунке 10.1 приведена схема трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ. Следует произвести выбор и расчёт защитных время-токовых характеристик следующих коммутационных аппаратов:

- плавкого предохранителя F4;
- автоматических выключателей QF3, QF1 (см. рисунок 10.1).

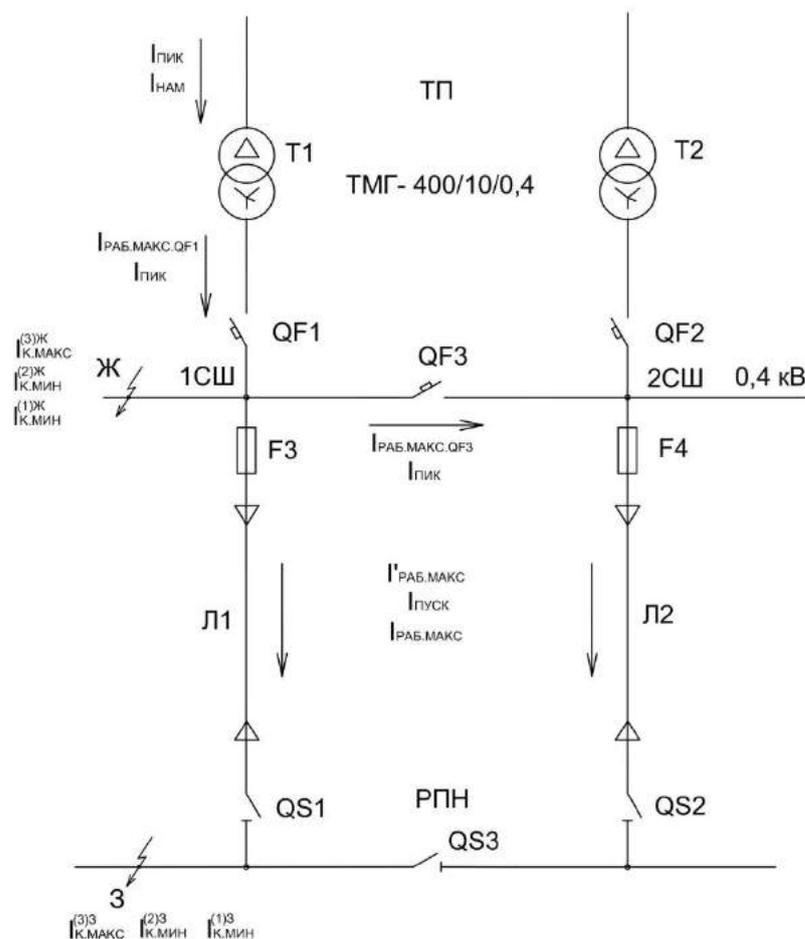


Рисунок 10.1 – Схема трансформаторной подстанции

Расчёт параметров плавкого предохранителя F4 производится по нагрузочным характеристикам электроприёмников, подключенных к низковольтному распределительному пункту рпн. Расчёт параметров автоматических выключателей QF3, QF1 производится, исходя из нагрузочных характеристик силовых трансформаторов тп.

10.2 Выбор предохранителя на отходящей от тп линии

Все электроприёмники узла нагрузки можно разделить на две группы:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

– с постоянным режимом работы, которые потребляют максимальный рабочий ток $I_{РАБ.МАКС}$;

– с переменным режимом работы, например, электродвигатели при пуске или самозапуске потребляют пусковой ток $I_{ПУСК}$.

Для расчёта параметров устройств релейной защиты нужно знать ещё два тока: максимальный рабочий ток $I_{РАБ.МАКС}$, потребляемый всеми электроприёмниками в установившемся режиме работы, и пиковый ток $I_{ПИК}$, потребляемый всеми электроприёмниками узла нагрузки при пуске электродвигателей. при работе только электроприёмников с постоянным режимом работы максимальный рабочий ток узла равен $I_{РАБ.МАКС}$. при пуске электродвигателей появляется пусковой ток $I_{ПУСК}$, который обуславливает возникновение пикового тока $I_{ПИК}$ узла нагрузки. после запуска электродвигателей рабочий максимальный ток узла становится равным $I_{РАБ.МАКС}$.

В качестве исходных данных принимаем: $I_{РАБ.МАКС} = 30$ А, $I_{ПУСК} = 160$ А, $I_{РАБ.МАКС} = 70$ А.

$$I_{ВС.Н} \geq I_{РАБ.МАКС} + I_{ПУСК} / k, \quad (10.1)$$

где $I_{ВС.Н}$ – номинальный ток предохранителя (плавкой вставки);

k – расчетный коэффициент для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и легким условием пуска, $k = 2,5$ [16].

$$I_{ВС.Н.F4} \geq 30 + 160 / 2,5 = 94 \text{ А.}$$

по полученным данным выберем предохранитель пН-2 на $I_{ВС.Н} = 100$ А.

Выполним проверку данного предохранителя по отключающей способности.

$$I_{п.О} > I_{к.МАКС}, \quad (10.2)$$

где $I_{п.О}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, $I_{п.О} = 100$ кА;

$I_{к.МАКС}$ – максимальный ток кз в месте установки предохранителя.

$$I_{к.МАКС} = I^{(3)}_{к.МАКС} = 958 \text{ А.}$$

Согласно выражению 10.2: $100 > 0,958$, следовательно, предохранитель пН-2 проходит по отключающей способности.

Выполним проверку на чувствительность к минимальным токам кз в защищаемом присоединении.

Время отключения предохранителя не должно превышать 5 с, а номинальный ток плавкой вставки должен быть по крайней мере в три раза меньше минимального тока кз в конце защищаемого участка сети [16, п. 8.6], то есть коэффициент чувствительности должен быть:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$K_{ч.зп} = \frac{I_{к.мин}}{I_{вс.н}} \geq 3. \quad (10.3)$$

$I_{к.мин} = I^{(1)з}_{к.мин} = 566$ А. Отсюда следует, что

$$K_{ч.зп}^{(1)з} = \frac{I^{(1)з}_{к.мин}}{I_{вс.н}} = \frac{566}{100} = 5,66 > 3.$$

Следовательно, данный предохранитель проходит по чувствительности к минимальным токам кз на защищаемом присоединении.

По каталогу завода-изготовителя плавкая вставка типа пн-2 имеет зону разброса срабатывания ± 25 %. Для определения защитных характеристик плавкой вставки сначала построим типовую или каталожную время-токовую характеристику $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$ – для этого заполним таблицу 10.1. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{пл.вс}$, [16, рис. 8.13], во 2-ю строку занесём соответствующие им токи $I_{пл}$. Для получения зоны разброса срабатывания предохранителя ± 25 % каждое время плавления $t_{пл.вс}$ умножим на 0,75 и 1,25, а результаты занесём в 3-ю строку таблицы 10.1.

Таблица 10.1 – ВТХ плавкой вставки типа пн-2 предохранителя

Время плавления $t_{пл.вс}$, с	50	10	5	1	0,5	0,1	0,05	0,02
Ток плавления $I_{пл}$, А, вставки с $I_{вс.н} = 100$ А	260	350	400	540	620	900	1100	2000
Диапазон $\Delta t_{пл.вс}$, с, при разбросе ± 25 %	37,5–62,5	7,5–12,5	3,75–6,25	0,75–1,25	0,375–0,625	0,075–0,125	0,0375–0,0625	0,015–0,025

10.3 Выбор и расчет защитных автоматических выключателей

Произведем выбор автоматических выключателей QF3, QF1 (см. рисунок 10.1).

В основу выбора уставок защит электронных расцепителей вводных и секционного выключателей тп положим два постулата:

- 1) Селективность смежных защит, как по току, так и по времени во всем возможном диапазоне нагрузочных токов и токов кз.
- 2) Характеристики всех промежуточных защит должны укладываться в граничные условия как «сверху», так и «снизу».

Поскольку мы рассматриваем построение защиты системы электроснабжения «снизу вверх», то нам нужно знать защитные время-токовые характеристики плавких предохранителей и автоматических выключателей, устанавливаемых для защиты отходящих от тп линий напряжением 380 В.

Предохранитель F4 был выбран в предыдущем пункте. каталожная ВТХ предохранителя F4 представлена в таблице 10.1.

Исходные данные для выбора автоматических выключателей QF1, QF2 и QF3 представлены ниже.

1) номинальный ток трансформатора мощностью $S_{Т.Н} = 400$ кВА на стороне НН равен

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 578 \text{ А.}$$

2) номинальные токи $I_{ВВ.Н}$ вводных выключателей QF1 и QF2 должны соответствовать максимальной пропускной способности силовых трансформаторов Тп, т.е. должны быть не меньше

$$I_{ВВ.Н} \geq I_{РАБ.МАКС.Т1} = I_{РАБ.МАКС.QF1} = K_{3.П} \cdot I_{Т.Н}, \quad (10.4)$$

где $I_{Т.Н}$ – номинальный ток трансформатора на стороне низшего напряжения,

$K_{3.П}$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме равный $K_{3.П} = 1,6$.

Рабочий максимальный ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 с учётом принятых положений составит:

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = K_{3.П} \cdot I_{Т.Н}^{НН} = 1,6 \cdot 578 = 925 \text{ А.} \quad (10.5)$$

3) пиковый ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 при коэффициенте самозапуска $K_{СЗП} = 2,7$ равен:

$$I_{ПИК.QF1} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1} = 2,7 \cdot 925 = 2498 \text{ А.} \quad (10.6)$$

4) рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3 составит [16]:

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1} = 0,7 \cdot 925 = 648 \text{ А.} \quad (10.7)$$

5) пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3 равен (см. выражение 10.6)

$$I_{ПИК.QF3} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF3} = 2,7 \cdot 648 = 1750 \text{ А.}$$

б) предельная отключающая способность вводных и секционных выключателей должна превосходить максимальный ток металлического трехфазного КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора. Автоматические выключатели и плавкие предохранители, защищающие

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

отходящие от Тп линии, проверяются по максимальному трёхфазному току кз на сборных шинах напряжением 0,4 кВ Тп – $I_{К.МАКС}^{(3)Ж} = 9,072$ кА [17].

7) для проверки чувствительности защит, установленных на выключателях, необходимо знать максимальной трёхфазный ток кз на сборных шинах напряжением 0,4 кВ Тп (точка Ж) – $I_{К.МАКС}^{(3)Ж} = 9,072$ кА и минимальный ток кз на сборных шинах РпН (точка з) – $I_{К.МИН}^{(1)3} = 566$ А.

10.3.1 Выбор секционного выключателя QF3

Номинальный ток секционного автоматического выключателя QF3 должен быть больше или равным протекающему по нему рабочего максимальному току

$$I_{QF3.N} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 648 \text{ А.}$$

по каталогу [18, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW08N1 с номинальным током $I_n = 800$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 42$ кА.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 (см. рисунок 10.2) [18, с. 22–25]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 10.3 [18, с. 25 и 122]. Блок контроля и управления Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i .

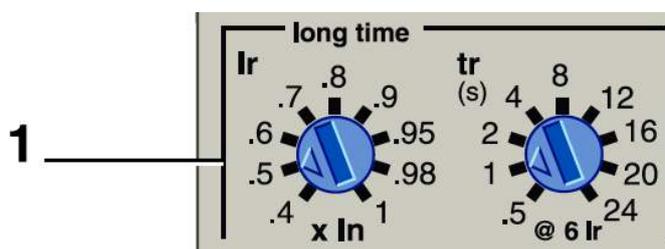


Рисунок 10.2 – Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 с уставками защиты от перегрузки

Micrologic 5.0, 6.0, 7.0

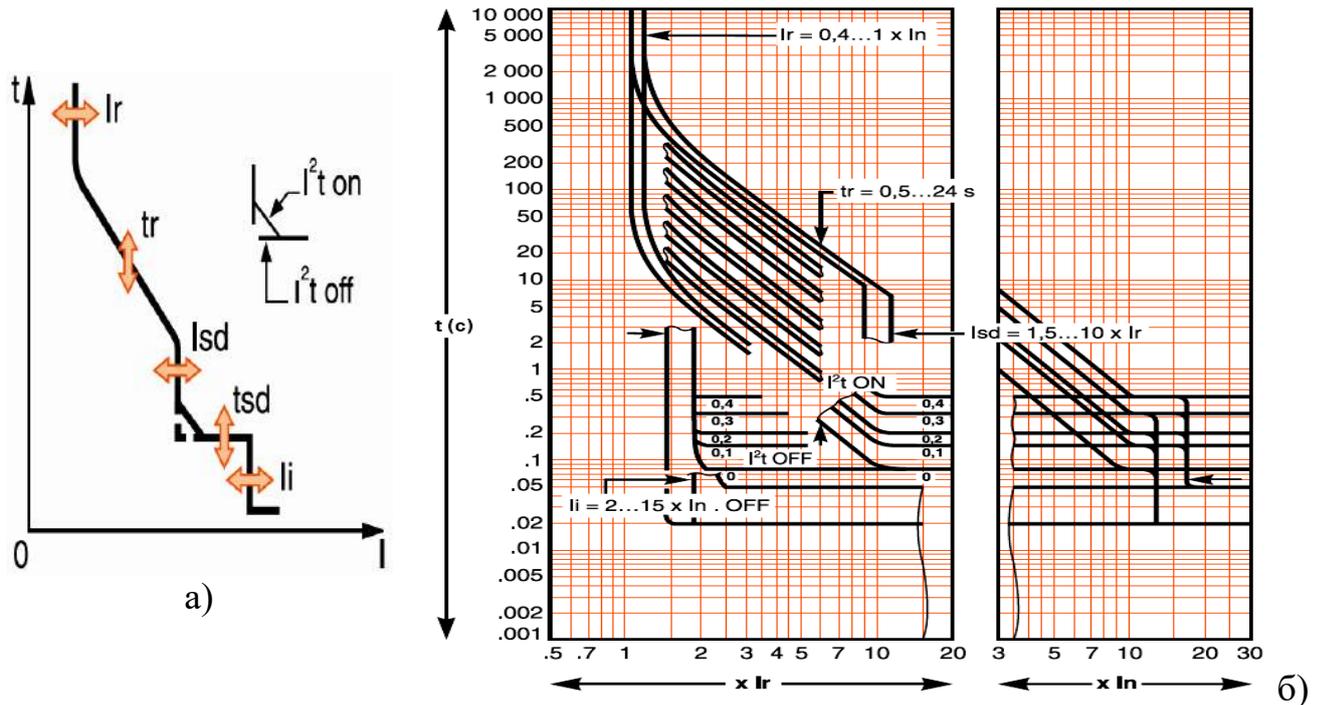


Рисунок 10.3 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик расцепителя Micrologic 5.0 секционного выключателя QF3 – все каталожные параметры защит приведены в [18, с. 22–25].

10.3.1.1 Защита от перегрузки

1) уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{rQF3} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 648 \text{ А.}$$

полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.N} = I_n = 800 \text{ А}$. Блок позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$, регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели.

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{648}{800} = 0,81.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r/I_n = 0,9$ – этому соответствует 6-е положение переключателя 1 (см. рисунок 10.3). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r,QF3} = 0,9 \cdot 800 = 720 \text{ А.}$$

2) условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [18, с.25] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 720 = 756 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 720 = 864 \text{ А.}$$

3) время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF3 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящих плавкого предохранителя F4 (см. рисунок 10.1). Учитывая изложенное, примем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $t_{r,QF3} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r,QF3} = 6 \cdot 720 = 4320$ А. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r на передней панели.

5) выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r,QF3} = 4$ с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [18, с. 25]:

- 70–100 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 720 = 1080$ А;
- 3,2–4,0 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 720 = 4320$ А;
- 2,16–2,7 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 720 = 5184$ А.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF3.

б) коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току кз на сборных шинах РпН

$$K_{ч.зп}^3 = \frac{I_{к.мин}^3}{I_{nd}^3} = \frac{I_{к.мин}^{(1)3}}{I_{nd}^3} = \frac{566}{756} = 0,75 \leq K_{ч.доп} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удалённым кз. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи кз, если они превысят значение

$$I_{к.мин}^{(1)3} \geq K_{ч.доп} \cdot I_{nd}^3 = 3 \cdot 756 = 2268 \text{ А.}$$

10.3.1.2 Селективная токовая отсечка

1) уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{пик,QF3} = 1750$ А, который протекает по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется переключателем 3 (см. рисунок 10.4) в пределах $I_{sd} = (1,5–10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик,QF3}$ к уставке тока $I_{r,QF3}$:

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

$$\frac{I_{\text{пик.}QF3}}{I_{rQF3}} = \frac{1750}{720} = 2,43 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{rQF3}}.$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF3} = 2,5 \cdot I_{r.QF3} = 2,5 \cdot 720 = 1800$ А. Этому соответствует 3-е положение переключателя уставок 3 (см. рисунок 10.4).

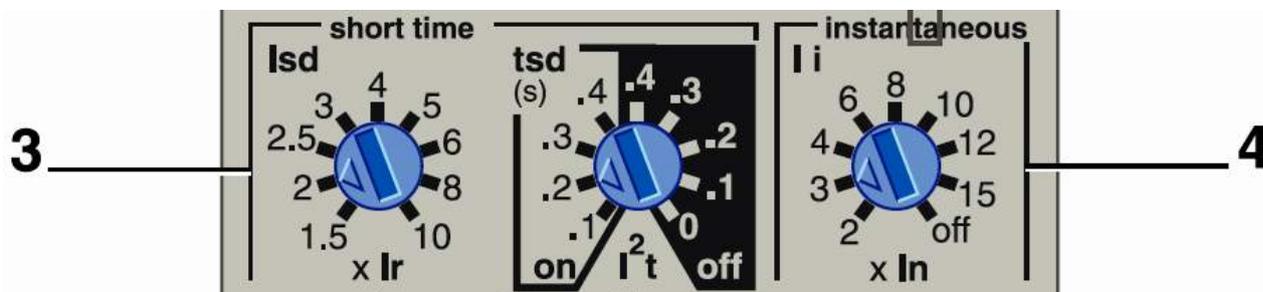


Рисунок 10.4 – переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

2) точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [18, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1)I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 1800 = 1620 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 1800 = 1980 \text{ А}.$$

3) коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току кз на сборных шинах РпН

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к.мин}^3}{I_{sd.QF3}} = \frac{I_{к.мин}^{(1)3}}{I_{sd.QF3}} = \frac{566}{1800} = 0,314 \leq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF3 к удалённым токам кз.

5) выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ плавкой вставки предохранителя F4. Согласование защитных ВТХ выключателя QF3 и предохранителя F4 можно проверить только при построении характеристик. Следовательно, примем значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 $t_{sd.QF3} = 0,2$ с. Уставка $t_{sd.QF3}$ на блоке выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого во 2-е положение в зоне «On» (см. рисунок 10.4). положению «On» соответствует «сглаженная» ВТХ селективной токовой отсечки (см. рисунок 10.2) – «срезан» угол ВТХ [16, рис. 10.27].

б) диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14-0,2$ с [18, с. 25].

10.3.1.3 Мгновенная токовая отсечка

1) уставку тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы (9-е положение «Off» переключателя 4). примем 4-ти кратную уставку (3-е положение переключателя)

$$I_i = 4 \cdot 800 = 3200 \text{ А.}$$

2) точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [18, с. 25]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 3200 = 2880 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 3200 = 3520 \text{ А.}$$

3) диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

4) проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току кз в месте установки выключателя QF3:

$$K_{ч.МО}^{Ж} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{I_{i.QF3}} = \frac{3220}{3200} = 1,01 \leq K_{ч.доп} = 2.$$

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении кз (см. выражение 10.2). Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составит $I_{cu} = 42$ кА, что значительно больше предельного тока трёхфазного кз в месте установки выключателя $I_{К.МАКС}^{(3)Ж} = 9,072$ кА.

10.3.2 Расчёт защиты вводных автоматических выключателей тп

Выбор вводного автоматического выключателя QF1.

Номинальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 должен быть равным или больше тока, протекающего по ним рабочего максимального тока

$$I_{QF1.H} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 925 \text{ А.}$$

по каталогу [18, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW10H1 с номинальным током $I_n = 1000$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65$ кА (действующий).

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [18, с. 22–25]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены в предыдущем пункте. Блок Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируруемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i .

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик блока Micrologic 5.0 вводного выключателя QF1 – все каталожные параметры защит приведены в [18, с. 22–25].

10.3.2.1 Защита от перегрузки

1) Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{r,QF1} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 925 \text{ А.}$$

полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF1.N} = I_n = 1000 \text{ А}$. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$ и регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели (см. переднюю панель Micrologic 5.0).

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{925}{1000} = 0,925 \leq I_{r,QF1}.$$

Выбираем относительное значение уставки тока, равное $I_r/I_n = 0,95$ – этому соответствует 7-е положение переключателя 1. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r,QF1} = 0,95 \cdot 1000 = 950 \text{ А.}$$

2) Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [18, с.25] будут равны:

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 950 = 997,5 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 950 = 1140 \text{ А.}$$

3) проверка селективности защит от перегруза автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания ($I_{nd,QF1} = 997,5 \text{ А}$) защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания ($I_{d,QF3} = 864 \text{ А}$) защиты

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

от перегруза выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

4) Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3 (см. схему Тп). Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r.QF1} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 950 = 5700$ А. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r на передней панели.

5) Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF1} = 4$ с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [18, с. 25]:

- 70–100 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 950 = 1425$ А;
- 3,2–4,0 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 950 = 5700$ А;
- 2,16–2,7 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 950 = 6840$ А.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF3.

б) коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току кз на сборных шинах РпН:

$$K_{ч.зп}^3 = \frac{I_{к.мин}^3}{I_{nd}^3} = \frac{I_{к.мин}^{(1)3}}{I_{nd}^3} = \frac{566}{997,5} = 0,57 \leq K_{ч.доп} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузки к удалённым кз.

Данная защита будет чувствовать только минимальные токи кз, если они превысят значение:

$$I_{к.мин}^{(1)3} \geq K_{ч.доп} \cdot I_{nd} = 3 \cdot 997,5 = 2992,5 \text{ А.}$$

10.3.2.2 Селективная токовая отсечка

1) Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{пик.QF1} = 2498$ А, который протекает по вводному выключателю QF1. Уставка по току I_{sd} связана с уставкой тока I_r защиты от перегрузок и регулируется переключателем 3 на передней панели в пределах $I_{sd} = (1,5-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик.QF1}$ к уставке по току $I_{r.QF1}$:

$$\frac{I_{пик.QF1}}{I_{r.QF1}} = \frac{2498}{950} = 2,63 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}.$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF1} = 3 \cdot I_{r.QF1} = 3 \cdot 950 = 2850$ А. Этому соответствует 4-е положение переключателя уставок 3.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

2) полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения [16, раздел 9.5]:

$$I_{sd.QF1} / I_{sd.QF3} = 2850 / 1800 = 1,58 > K_{н.согл} = 1,3-1,5.$$

Условие согласования уставок тока двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку тока селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{sd.QF1} = 2850$ А.

3) Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [18, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1)I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF1}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 2850 = 2565 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 2850 = 3135 \text{ А}.$$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF1} = 2565$ А больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 1980$ А, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

4) коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току кз на сборных шинах РпН:

$$K_{ч.со} = \frac{I_{к.мин}^3}{I_{sd.QF1}} = \frac{I_{к.мин}^{(1)3}}{I_{sd.QF1}} = \frac{566}{2850} = 0,199 \leq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF1 к удалённым токам кз.

5) Выбор уставки времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3. Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с}. \quad (10.8)$$

Уставка $t_{sd.QF1}$ на расцепителе Micrologic 5.0 А выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого в 3-е положение в зоне «On» (см. переднюю панель).

6) Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23-0,32$ с [18, с. 25].

10.3.2.3 Мгновенная токовая отсечка

1) Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы. 9-е положение

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

«Off» переключателя 4. примем 4-ти кратную уставку (3-е положение переключателя):

$$I_{i,QF1} = 4 \cdot 1000 = 4000 \text{ А.}$$

2) Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [18, с. 25]. Тогда границы $\Delta I_{i,QF1}$ зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 4000 = 3600 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 4000 = 4400 \text{ А.}$$

3) проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i,QF1} = 3600 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i,QF3} = 3520 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

4) Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

5) проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току кз в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.мо}^{ж} = \frac{I_{к.мин}^{(1)ж}}{I_{i,QF3}} = \frac{3220}{4000} = 0,805 \leq K_{ч.доп} = 2.$$

проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении кз. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 65 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного кз в месте установки выключателя $I_{к.макс}^{(3)ж} = 9,072 \text{ кА}$.

Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF3, QF2, QF1 сведем в таблицу 10.2.

На рисунке 10.5 приведена карта селективности защит, установленных на вводных Masterpact NW1000N1, секционном Masterpact NW800N1 автоматических выключателей Тп и плавких предохранителей пН-2 отходящей линий.

10.4 Анализ результатов

1) На карте селективности видно, что защитные время-токовые характеристики плавкого предохранителя F4, защищающего отходящие от Тп линии, расположены ниже защитных время-токовых характеристик электронного расцепителя секционного QF3 и вводных QF1, QF2 выключателей, то есть обеспечивается селективность между защитами, установленными на разных

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

уровнях системы электроснабжения. Отметим несколько существенных моментов:

2) Номинальные плавких предохранителей, защищающих отходящие от Тп линии, должны быть в 3–5 раз меньше номинального тока силового трансформатора на стороне низшего напряжения. В противном случае их защитные ВТХ будут «накладываться» на защитные ВТХ вводных и секционных выключателей. В нашем случае данное условие выполняется и ВТХ не накладываются друг на друга.

3) Для максимального приближения защитных ВТХ предохранителя F4 к защитным ВТХ секционного QF3 и вводных QF1 и QF2 выключателей можно использовать «сглаживание» ВТХ селективных токовых отсечек – для этого используется функция «On» на передней панели выключателей. На карте селективности видно, что ВТХ селективных токовых отсечек выключателей QF1–QF3 «сглажены» под углом 45° , что позволяет приблизить ВТХ предохранителя F4 к ВТХ выключателя QF3, а затем ВТХ выключателя QF1 согласовать с ВТХ выключателя QF3.

4) защита от перегруза предохранителя F4 имеет достаточную чувствительность к минимальному току однофазного кз на землю в конце защищаемых линий (точка з). Следовательно, данный защитный аппарат подходит для отключения подобных повреждений электрической сети.

5) защита от перегруза и селективная токовая отсечка секционного выключателя QF3, а также вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 имеют недостаточную чувствительность к минимальному току однофазного кз на землю в конце защищаемых линий (точка з). Следовательно, для отключения подобных повреждений электрических сетей следует рассматривать другие виды защиты.

6) Выбранные автоматические выключатели QF3 и QF1, QF2 имеют соответственно предельно отключаемые токи I_{CU} 42 и 65 кА, что больше предельного тока трёхфазного кз $I_{K.MAKC}^{(3)Ж} = 9,072$ кА на стороне низшего напряжения Тп, что говорит о достаточной коммутационной способности выключателей.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Таблица 10.2 – Расчетные параметры автоматических выключателей

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.макс} , А	I _n , А	защита от перегруза								
				I _r , А	$\frac{t, c}{I_{nd}, A/o.e.}$	$\frac{t, c}{I_d, A/o.e.}$	$\frac{t_r, c}{I, kA}$	Время срабатывания, с при значениях тока, кА, отнесенного к току I _r			I ^{(1)З} _{к.мин} , кА	K ^З _{ч.зп}
Вводной выключатель	QF1, QF2, Masterpact NW10H1, Micrologic 5.0 A	925	1000	950	$\frac{10000}{998}$ 1,05	$\frac{10000}{1140}$ 1,2	$\frac{4 c}{5,7}$	$\frac{70-100}{1,425}$ 1,5·I _r	$\frac{3,2-4}{5,7}$ 6·I _r	$\frac{2,16-2,7}{6,84}$ 7,2·I _r	0,566	0,57
Секционный выключатель	QF3, Masterpact NW08N1, Micrologic 5.0 A	648	800	720	$\frac{10000}{756}$ 1,05	$\frac{10000}{864}$ 1,2	$\frac{4 c}{4,32}$	$\frac{70-100}{1,08}$ 1,5·I _r	$\frac{3,2-4}{4,32}$ 6·I _r	$\frac{2,16-2,7}{5,184}$ 7,2·I _r	0,566	0,75

продолжение таблицы 10.2

Выключатель	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка						
	K _{сзп}	I _{пик} , кА	I _{sd} , кА	ΔI_{sd} , кА	K _{ч.со}	t _{sd} , с	Δt_{sd} , с	I _i , кА	ΔI_i , кА	I ^{(1)Ж} _{к.мин} , кА	K _{ч.мо} ^Ж	I ^{(3)НН} _{к.пред} , кА	I _{су} , кА	
QF1, QF2	2,7	2,498	2,85	$\frac{2,565}{3,135}$	0,199	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	4	$\frac{3,6}{4,4}$	3,22	0,805	9,072	65	
QF3	2,7	1,75	1,8	$\frac{1,62}{1,98}$	0,314	0,2	$\frac{0,14}{0,2}$	3,2	$\frac{2,88}{3,52}$	3,22	1,01	9,072	42	

130302.2019.101.00.00 ПЗ

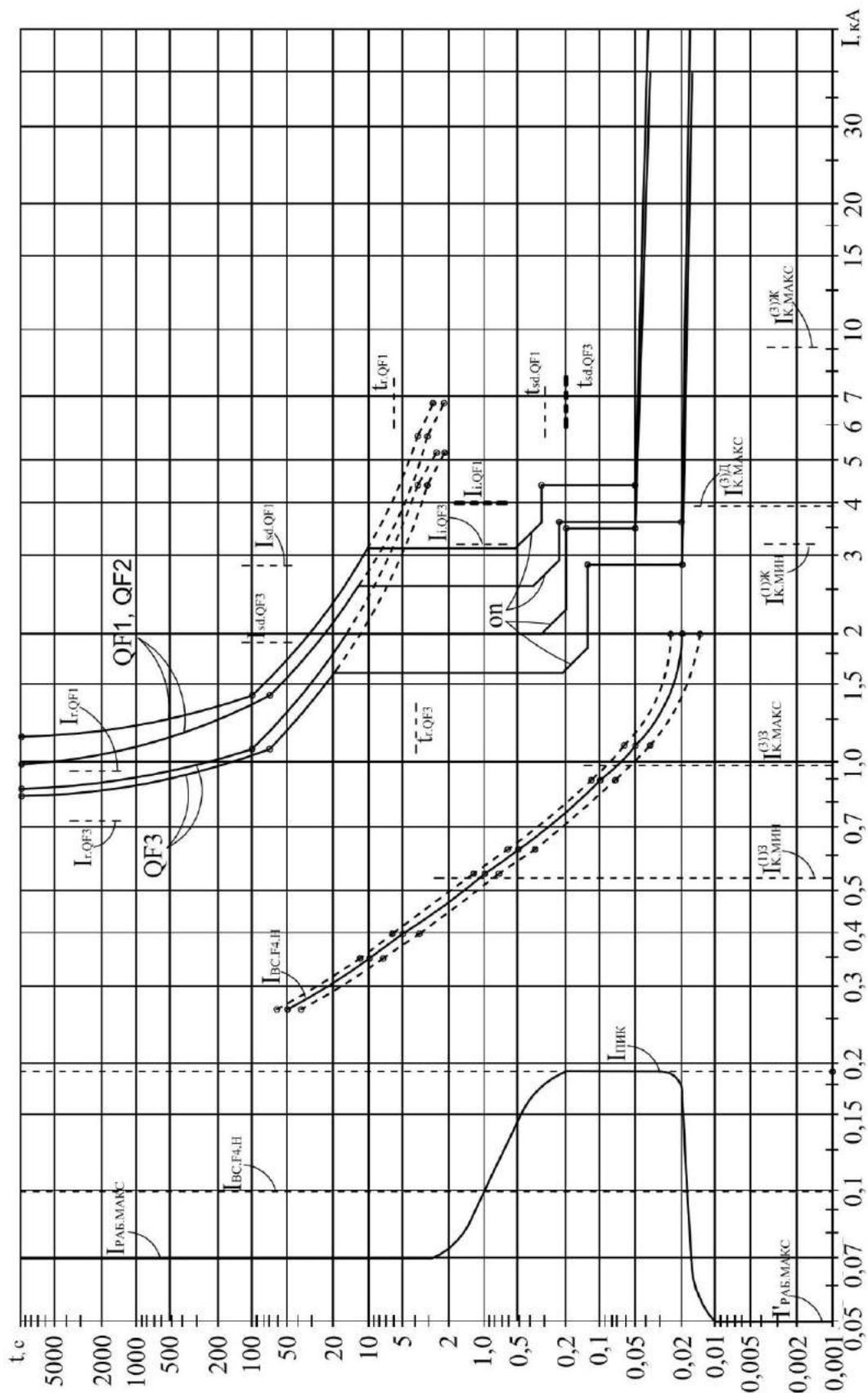


Рисунок 10.5 – Карта селективности защит АВ и предохранителей

Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2019.101.00.00 Пз

лист

112

10.5 Температурный контроль изоляции трансформатора

При длительной номинальной нагрузке превышение температуры трансформатора над окружающей среды не должно превосходить определенных значений. при номинальной нагрузке трансформатора с системами масляного охлаждения (М) и масляного охлаждения с дутьем (Д) температура верхних слоев масла должна быть не выше 95 °С [19].

Срок службы трансформаторов при номинальной нагрузке и номинальных условиях охлаждения составляет 20 лет, но при превышении температуры на каждые 6 °С срок службы сокращается в вдвое.

Температуру верхних слоев масла контролируют при помощи термометра и маслоуказателя. при этом на расширителе нанесены контрольные черты уровня масла, соответствующие температуре окружающей среды.

Термометры для измерения температуры верхних слоёв масла устанавливают на трансформаторах мощностью 63 кВА и выше.

Термометр предназначен для измерения температуры верхних слоев масла. Устанавливается на крышке бака, щуп термометра погружается в термометрическую трубку на крышке трансформатора. Термометр поставляется в комплекте с трансформатором и устанавливается непосредственно на месте эксплуатации [19].

Термометр электроконтактный типа ткп-100Эк-М1 (см. рисунок 10.6) или его аналог с электрическими контактами для связи с внешними сигнализирующими устройствами устанавливается на трансформаторы мощности 100 кВА и выше. по требованию заказчика допускается установка термометра типа тбп-100 или его аналога на трансформаторы мощностью до 1250 кВА включительно.



Рисунок 10.6 – Термометр электроконтактный типа ткп-100Эк-М1

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Выводы по разделу 10

В данном разделе была рассчитана защита электрической сети 380 В, были выбраны автоматические выключатели, вводные в низковольтный распределительный пункт (нрп), а также предохранители отходящих от нрп линий. Были рассчитаны, построены, проверены на селективность и чувствительность время-токовые характеристики данных аппаратов. Также в данном разделе был рассмотрен температурный контроль изоляции трансформатора и выбран электроконтактный термометр типа ткп-100Эк-М1.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Введение

В данном разделе будет рассмотрено обеспечение безопасности жизнедеятельности на главной понизительной подстанции 110/10 кВ химического завода. завод расположен в Башкирии (Башкирэнерго). На гпп установлены трансформаторы ТДН-10000/110/10. Необходимо провести компоновку подстанции, рассчитать освещение ОРУ и обеспечить электробезопасность и пожарную безопасность Гпп в полном объеме.

11.2 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

11.2.1 Обоснование местоположения подстанции

Климат континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [20] с учетом требований [10], и в соответствии с региональными картами расчетных районов приволжского федерального округа по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- среднегодовая температура воздуха: +3,4°C на равнине;
- наибольшая температура воздуха: +38°C;
- наименьшая температура воздуха: -41°C;
- расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки: -38°C;
- толщина стенки эквивалентного гололеда: 15 мм (III район);
- скорость ветра: 25 м/с, нормативное ветровое давление: $W_0 = 400$ па (I район);
- скорость ветра при гололеде: 16 м/с, нормативное ветровое давление $W_T = 160$ па;
- количество осадков за холодный период года: 205 мм;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов: 1,6 м, песчаных грунтов: 2,1 м;
- среднегодовая продолжительность гроз: 50 часов;
- сейсмичность района: ниже 6 баллов.

Район не имеет сложных инженерно-геологических условий для строительства и эксплуатации.

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

Грунтовые воды в регионе пролегают на глубине 3-10 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Район не имеет опасных геологических процессов.

Согласно розе ветров данного региона преобладают южные и западные ветра, следовательно предполагаем строительство подстанции на юге заводской территории с целью максимально возможного ограничения влияния на работу подстанции приносимых ветром отходов заводского производства, а также

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

вследствие максимальной близости к центру электрических нагрузок потребителей.

11.2.2 Габариты и разрывы на подстанции

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов представлены в таблице 11.1 [10]. В этой таблице представлены расстояния как для напряжения 110 кВ, так и для напряжения 10 кВ.

Таблица 11.1 – 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	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

11.2.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

При установке трансформатора производятся следующие работы: погрузка, транспортировка, выгрузка, ревизия, сушка, сборка, установка и пробное включение.

Для того чтобы произвести установку силового трансформатора предусматривается сооружение временной мастерской, имеющей подъемные механизмы, инструменты, приспособления и приборы.

Трансформаторы доставлены на место установки полностью собранными и подготовленными к включению.

Трансформатор доставлен на место установки на автомашине, трейлере или на железнодорожной платформе и установлен на фундамент с помощью лебедок и полиспастов.

Передвижение трансформаторов по наклонной плоскости выполнялось с уклоном не более 15°. Скорость перемещения трансформатора в пределах подстанции на собственных катках не превышает 8 м/мин.

При установке трансформатора на место во избежание образования воздушных мешков под крышкой бака, а также для обеспечения поступления газа к газовому реле под катки со стороны расширителя уложены стальные пластинки.

Катки трансформаторов укреплены на направляющих упорами, устанавливаемыми с обеих сторон трансформатора. корпус трансформатора присоединен к сети заземления.

Установка трансформатора обеспечивает удобные и безопасные условия его осмотра без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток.

к газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого данный трансформатор снабжен стационарной лестницей.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами 1,5 м. Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Задвижки охладительных устройств расположены так, что обеспечивается возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Система охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) установлена за пределами маслоприемника.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы, а также другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора предусмотрены для монтажа и демонтажа узлов трансформатора и системы охлаждения.

11.2.4 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке обозначаются цветами в соответствии с [10] на переменном трехфазном токе:

- 1) шины фазы А – желтым;
- 2) шины фазы В – зеленым;

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

3) шины фазы С – красным.

11.2.5 Электрозащитные средства

Персонал гпп снабжается защитными средствами согласно нормам [21]. принятые в эксплуатацию защитные средства проходят систематическую проверку и испытания согласно [22].

Начальник службы подстанций несет ответственность за комплектование подстанции защитными средствами.

Предусмотрены следующие защитные средства:

- 1) Изолирующая штанга – по 2 штуки на $U = 110$ кВ и $U = 10$ кВ;
- 2) Указатель напряжения – по 2 штуки на $U = 110$ кВ и $U = 10$ кВ;
- 3) Изолирующие клещи – по 1 штуки на $U = 10$ кВ и $U = 0,4$ кВ;
- 4) Диэлектрические перчатки – 2 пары;
- 5) Диэлектрические боты (для ОРУ) – 1 пара;
- 6) Временные ограждения – 2 штуки;
- 7) переносные заземления – по 2 штуки на $U = 110$ кВ и $U = 10$ кВ;
- 8) защитные ограждения – 2 штуки;
- 9) Диэлектрические коврики – по местным условиям;
- 10) переносные плакаты и знаки безопасности – по местным условиям;
- 11) противогаз изолирующий – 2 штуки;
- 12) защитные очки – 2 пары;
- 13) Медицинская аптечка – 1 штука.

11.2.6 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 2 м, согласно [10].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ имеют устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях. замки в дверях помещений РУ одного напряжения открываются одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не подходят к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

11.3 Электробезопасность

В соответствии с [23], электробезопасность химического завода обеспечивается следующими способами:

- 1) конструкцией электроустановок;
- 2) техническими способами и средствами защиты;
- 3) организационными и техническими мероприятиями.

Требования электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда

									лист
									118
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2019.101.00.00 ПЗ				

(ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность химического завода, обусловлены следующими мерами:

- 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.

предусматривается переработка требований электробезопасности при производстве и внедрении новой техники и технологий, а также при переоснащении производственных объектов.

11.3.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями пуэ:

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках, предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями. [10, п. 4.2.27]

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии расположена только механическая блокировка с приводом разъединителя.

Распределительные устройства и пс оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки. [10, п. 4.2.28]

В проекте устанавливаются разъединители 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ору и щита управления в опу. при этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения разъединителя.

11.3.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надёжно соединяются с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ограничителя перенапряжения и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

В данном проекте для всех типов заземления используем одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществлена прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно [24] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не превышает 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не превышает допустимого значения в 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10 мм и длиной 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 6 мм.

11.3.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 11.1). На ней изображено размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещены по периметру заземлителя.

В соответствии с [10, п.1.7.90] продольные заземлители проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8–1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители проложены в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними принято увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не превышают соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не превышают 6×6 м.

Горизонтальные заземлители проложены по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, что они в совокупности образуют замкнутый контур.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

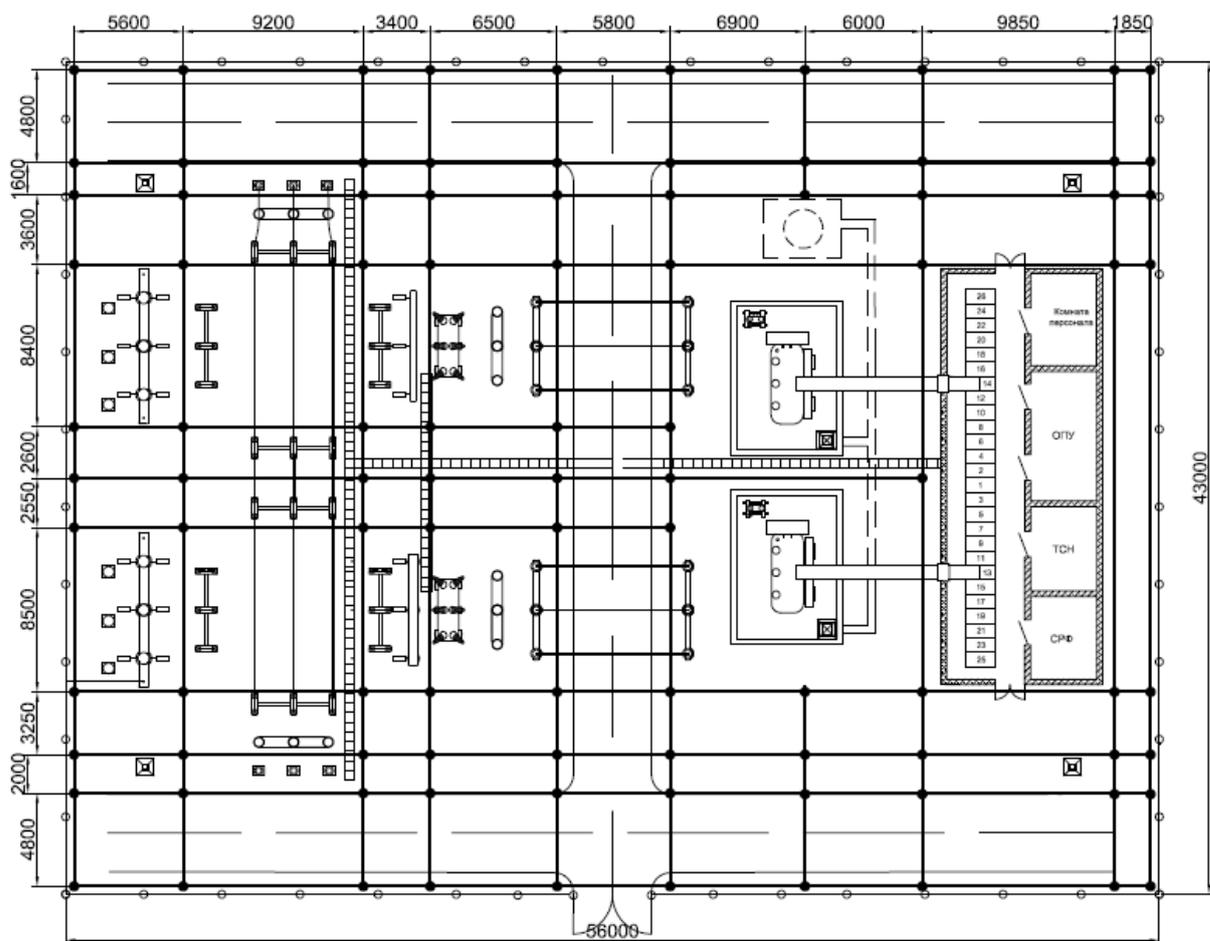


Рисунок 11.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S = 56 \cdot 43 = 2408 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление слоя грунта $\rho = 100 \text{ Ом/м}$ (с учетом промерзания). Расстояние от поверхности земли до заземлителя $t = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$; глубина заложения $t' = 3,2 \text{ м}$. Число вертикальных заземлителей $n_{\text{в}} = 111$.

В соответствии со схемой исполнения заземлителя (рисунок 11.1) суммарная длина горизонтальных электродов составит $L_{\text{Г}} = (55,1 \cdot 4 + 30,5) \cdot 2 + 43,4 + 42 \cdot 11 = 1007,2 \text{ м}$. Общая длина вертикальных заземлителей составит $L_{\text{В}} = 111 \cdot 5 = 555 \text{ м}$.

Сопротивление заземляющего устройства [25]:

$$R_{\text{з,доп}} \leq 0,5 \text{ Ом.} \quad (11.1)$$

при использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается пуз, суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (11.2)$$

где R_3 – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

R_e – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электро-передачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 125$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $S = 50$ мм²; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12$ Ом [25].

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S + n_T}}, \quad (11.3)$$

где n_T – количество тросов на опоре.

Таким образом:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 + 1}} = 1,05 \text{ Ом.}$$

Расчет заземляющего устройства в однородной земле производим способом коэффициентов использования [25].

Сопротивление вертикального одиночного стержневого заземлителя круглого сечения:

$$R_B = \frac{\rho}{2\pi l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_B}{4t - l_B} \right), \quad (11.4)$$

где d – диаметр заземляющего устройства, м.

Таким образом:

$$R_B = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 23,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление полосы в земле:

$$R_r = \frac{\rho}{2\pi L_r} \left(\ln \frac{L_r^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \right), \quad (11.5)$$

где b – ширина полосы; поскольку сечение горизонтальных заземлителей круглое, принимаем $b = 2 \cdot d = 2 \cdot 0,006 = 0,012$ м.

Таким образом:

$$R_{\Gamma} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 1007,2} \left(\ln \frac{1007,2^2}{0,5 \cdot 0,012 \cdot 0,7} \right) = 0,31 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление определяется по формуле:

$$R'_{\Sigma} = \frac{R_B R_{\Gamma}}{R_B \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} n_B \eta_B}, \quad (11.6)$$

где n_B – количество вертикальных электродов;

η_B, η_{Γ} – коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных электродов, $\eta_B = 0,5, \eta_{\Gamma} = 0,31$ [6].

Таким образом:

$$R'_{\Sigma} = \frac{23,3 \cdot 0,31}{23,3 \cdot 0,31 + 0,31 \cdot 111 \cdot 0,5} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Следовательно, суммарное сопротивление сетки заземления по формуле (11.2):

$$R_{\Sigma} = \frac{1,05 \cdot 0,29}{1,05 + 0,29} = 0,23 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется 0,23 Ом, что меньше 0,5 Ом и соответствует допустимому значению.

11.4 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически

переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. при отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции химического завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа LEADER LED 100 D30 (см. рисунок 11.2) из [26] со световым потоком светильника равным 12800 лм и светодиодной лампой мощностью 112 Вт, питающейся от сети переменного тока напряжением 230 В. параметры данного типа прожектора указаны в таблице 11.2.

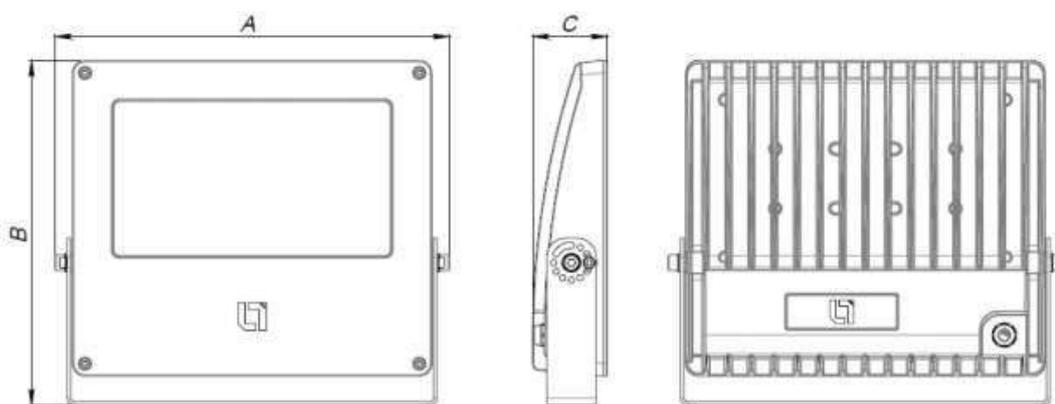


Рисунок 11.2 – Общий вид прожектора серии LEADER LED

Таблица 11.2 – параметры прожектора LEADER LED 100 D30

Тип прожектора	Световой поток светильника, лм	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град		кпД, %	Габаритные размеры, мм		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		Н	В	L
LEADER LED 100 D30	12800	-	17	95	80	480	420

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

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

Рассчитаем освещенность ОРУ, площадь которого составляет 2408 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (11.7)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнений отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием на земле для XII разряда зрительной работы: $E_n = 10$ лк, согласно [27, табл.10].

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 2408 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 46956 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_l \cdot \eta}, \quad (11.8)$$

где Φ_l – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{46956}{12800 \cdot 0,95} = 3,9 \approx 4.$$

Исходя из расчета, примем к установке 4 прожекторов типа LEADER LED 100 D30.

11.5 Пожарная безопасность

11.5.1 Категория пожарной опасности

по [28] определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства с элегазовым

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

оборудованием и вакуумными выключателями относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности (таблица 11.3).

Таблица 11.3 – Категории пожарной опасности

помещение	категория
зРУ 10 кВ	В ₄
ОРУ 110 кВ	В _Н

Выберем средства пожаротушения для помещения ОРУ. ОРУ относится к категории В_Н по пожарной опасности. Трансформатор не нужно защищать устройством автоматического пожаротушения, так как напряжение высокой стороны трансформатора 110 кВ, а мощность трансформатора меньше 63 МВА (мощность трансформатора 10 МВА).

Выберем тип щита Е: класс пожара Е, связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением.

Таблица 11.4 – Комплектация щита щп-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации для типа пожарного щита щп-Е и класса пожара Е
Огнетушитель порошковый (Оп) вместимостью 10 л и массой огнетушащего состава 9 кг	1
Углекислотные (Оу) вместимостью 5 л массой огнетушащего состава 3 кг	2
крюк с деревянной рукояткой	1
комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	1
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 м ³	1

Защищать зру устройствами автоматического пожаротушения нет необходимости. Это связано с тем, что зру 10 кВ имеет категорию пожарной опасности В4.

11.5.2 Пожарная безопасность трансформатора

причиной загорания трансформатора могут быть кз в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами.

Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000 °С, вызывает пиролиз изоляционного масла. при значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода,

метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Из-за того, что количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН–10000/110/10 объем масла составляет 8 тонн) для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники в соответствии с [10] (рисунок 11.3).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м³.

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитан на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища, производится откачка и вывоз замасленной воды в установленные места.

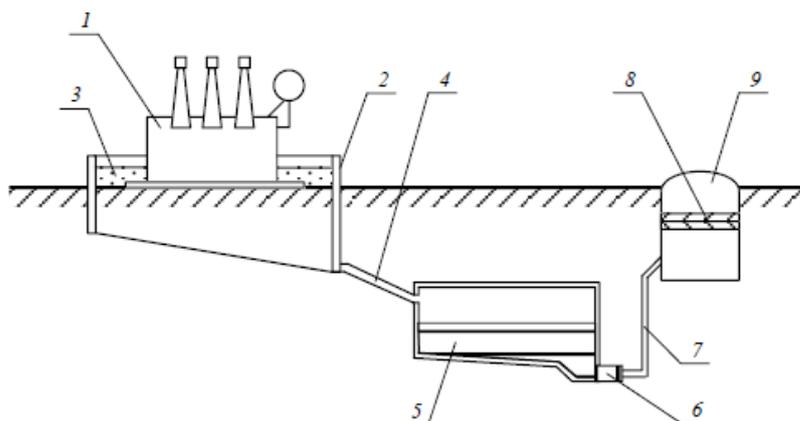


Рисунок 11.3 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

На рисунке 11.3 цифрами обозначены: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодець.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не направлено на близко установленное оборудование.

11.5.3 Расчет молниезащиты подстанции

защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции использованы стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: 1 – молниеприемника; 2 – несущей конструкции; 3 – токоотвода; 4 – заземлителя (рисунок 11.4).

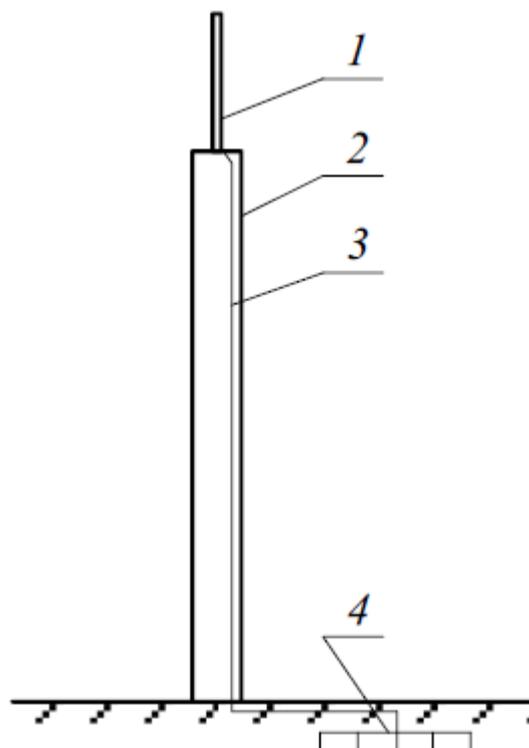


Рисунок 11.4 – конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он надежно противостоит механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода имеет высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

В Башкортостане, где планируется расположение химического завода, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям [10] организована молниезащита.

Установим четыре молниеотвода (рисунок 11.5). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [29]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (11.9)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

p – коэффициент для различных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30 \text{ м};$$

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

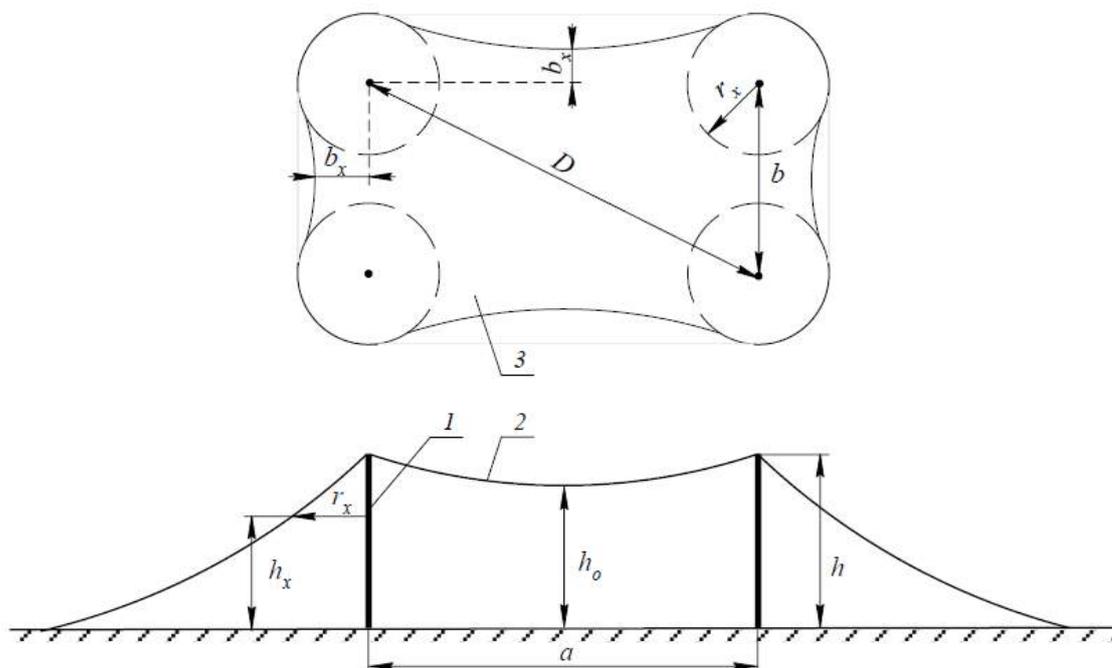


Рисунок 11.5 – Молниезащита подстанции

На рисунке 11.4: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (11.10)$$

где $a = 47,5$ м, $b = 30,2$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Тогда:

$$D = \sqrt{47,5^2 + 30,2^2} = 56,3 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта $h_x = 11,35$ м. Так как $h < 30$ м, примем $p = 1$ и выразим h из формулы (11.10):

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} = \frac{56,3 + 8 \cdot 11,35}{8} = 18,4 \text{ м}. \quad (11.11)$$

Примем высоту молниеотвода 20 м. проверим рассчитанный молниеотвод на соответствие условию (11.10):

									лист
									129
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$56,3 \leq 8 \cdot 1 \cdot (20 - 11,35),$$

$$56,3 \leq 69,2.$$

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу 11

В данном разделе были рассмотрены методы по обеспечению безопасности жизнедеятельности работников предприятия. Были рассмотрены габариты подстанции, расстояния между оборудованием открытого распределительного устройства, окраска токоведущих частей и компоновка электробезопасными средствами. Была подробно рассмотрена электробезопасность, в рамках которой был произведен расчет сетки заземления ОРУ. Был произведен расчет освещения ОРУ Гпп, рассмотрены требования обеспечения пожарной безопасности, в рамках которой была выбрана комплектация противопожарного щита и произведен расчет молниезащиты подстанции.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

12 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данном разделе проводится экономико-управленческий анализ работы. при сравнении двух вариантов схем внешнего электроснабжения одним из решающих факторов являются экономические показатели.

12.1 Результаты технико-экономического расчёта

Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по критерию минимума годовых приведенных затрат (см. раздел 4):

$$z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + p_{33}. \quad (12.1)$$

Технико-экономические показатели сравниваемых вариантов электроснабжения приведены в таблице 12.1. Данные взяты из раздела 4.

Таблица 12.1 – Технико-экономические показатели сравниваемых вариантов электроснабжения

Вариант схемы	капитальные затраты K , тыс.руб	приведённые капитальные затраты $K \cdot E$, тыс.руб./год	потери электроэнергии ΔW , МВт · ч/год	Стоимость потерь электроэнергии C_3 , тыс.руб/год	плата за потребленную электроэнергию p_{33} , тыс.руб/год	затраты Z , тыс.руб/год
35 кВ	97037	16908	645	3405,6	289257	309517
110 кВ	143380	26144	439,8	2009,9	250360	278514

Сравнение приведенных затрат двух вариантов:

$$\frac{z_{35} - z_{110}}{z_{110}} \cdot 100\% = \frac{309517 - 278514}{278514} \cdot 100\% = 11\%.$$

По полученным результатам видно, что вариант напряжения 110 кВ обойдется на 11% дешевле, чем вариант 35 кВ. Выбираем вариант внешнего электроснабжения с напряжением 110 кВ.

12.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Для обеспечения электроснабжения химического завода необходимо выбрать экономически целесообразное внешнее напряжение. Выбираем между стандартными напряжениями сети 35 и 110 кВ. проведем SWOT-анализ двух вариантов с напряжением внешней сети 35 кВ и 110 кВ соответственно [30] в таблицах 12.2 и 12.3. Составим две матрицы, в квадрантах которых приводятся

сильные (S), слабые (W) стороны каждого проекта, а также его возможности (O) и угрозы (T).

Таблица 12.2 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения 35 кВ

<p>S (Сильные стороны):</p> <p>1) Меньшая стоимость оборудования; 2) Меньшие величины токов короткого замыкания; 3) Уменьшенные габариты Гпп и зона отчуждения.</p>	<p>W (Слабые стороны):</p> <p>1) Больше потери напряжения и мощности; 2) Менее перспективно для развития; 3) Высокая стоимость электроэнергии.</p>
<p>O (Возможности):</p> <p>1) квалифицированный персонал; 2) Широкий выбор оборудования.</p>	<p>T (Угрозы):</p> <p>1) Увеличение стоимости электроэнергии; 2) Уменьшение инвестиционных вложений вследствие кризисов.</p>

Таблица 12.3 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения 110 кВ

<p>S (Сильные стороны):</p> <p>1) Годовые приведенные затраты меньше чем на 35 кВ; 2) Меньше потери напряжения и мощности в сети; 3) Низкая стоимость электроэнергии; 4) Возможность расширения системы электроснабжения.</p>	<p>W (Слабые стороны):</p> <p>1) Увеличенные габариты Гпп и зона отчуждения. 2) Большая стоимость оборудования; 3) Большие величины токов короткого замыкания.</p>
<p>O (Возможности):</p> <p>1) квалифицированный персонал; 2) Широкий выбор оборудования.</p>	<p>T (Угрозы):</p> <p>1) Увеличение стоимости электроэнергии; 2) Уменьшение инвестиционных вложений вследствие кризисов.</p>

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

12.3 Модель пирамиды целеполагания химического завода

Модель пирамиды целеполагания нужна для разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Целей должны соответствовать принципам SMART, то есть отражать специфику темы проекта, измеримость по величине,

достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени [30].

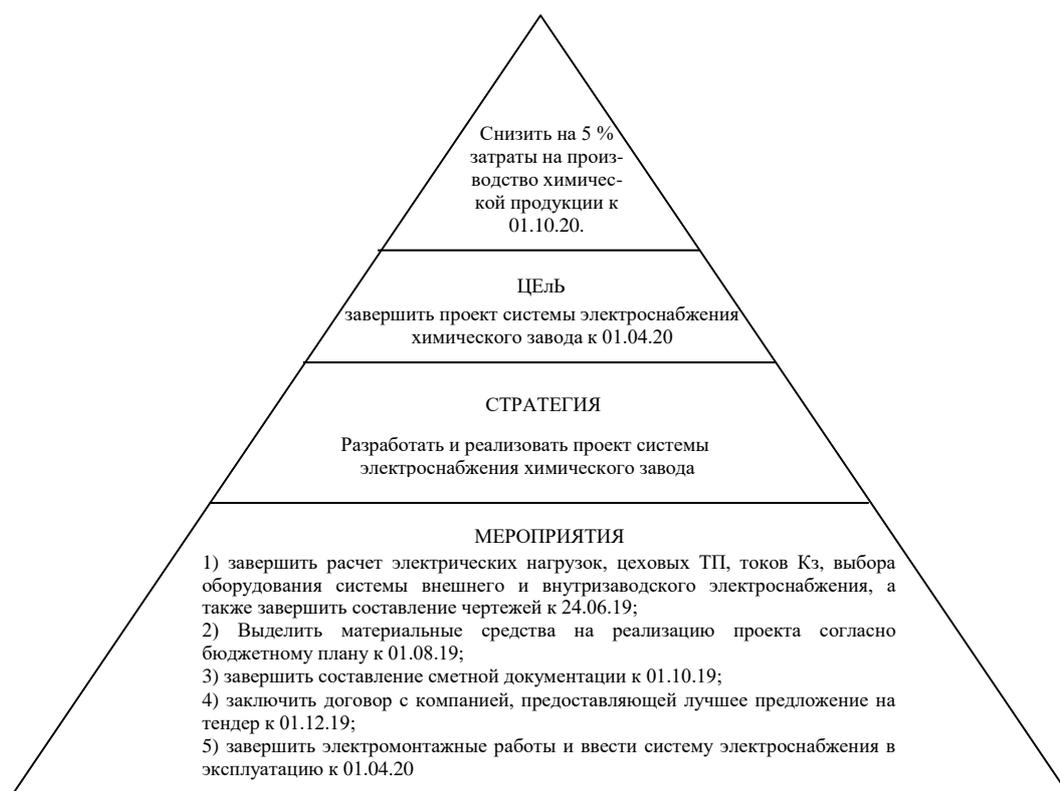


Рисунок 12.1 – Модель пирамиды целеполагания

12.4 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 [30]. Необходимо назначить сроки получения конечных результатов для каждой цели. На рисунке 12.2 представлено дерево целей проекта.

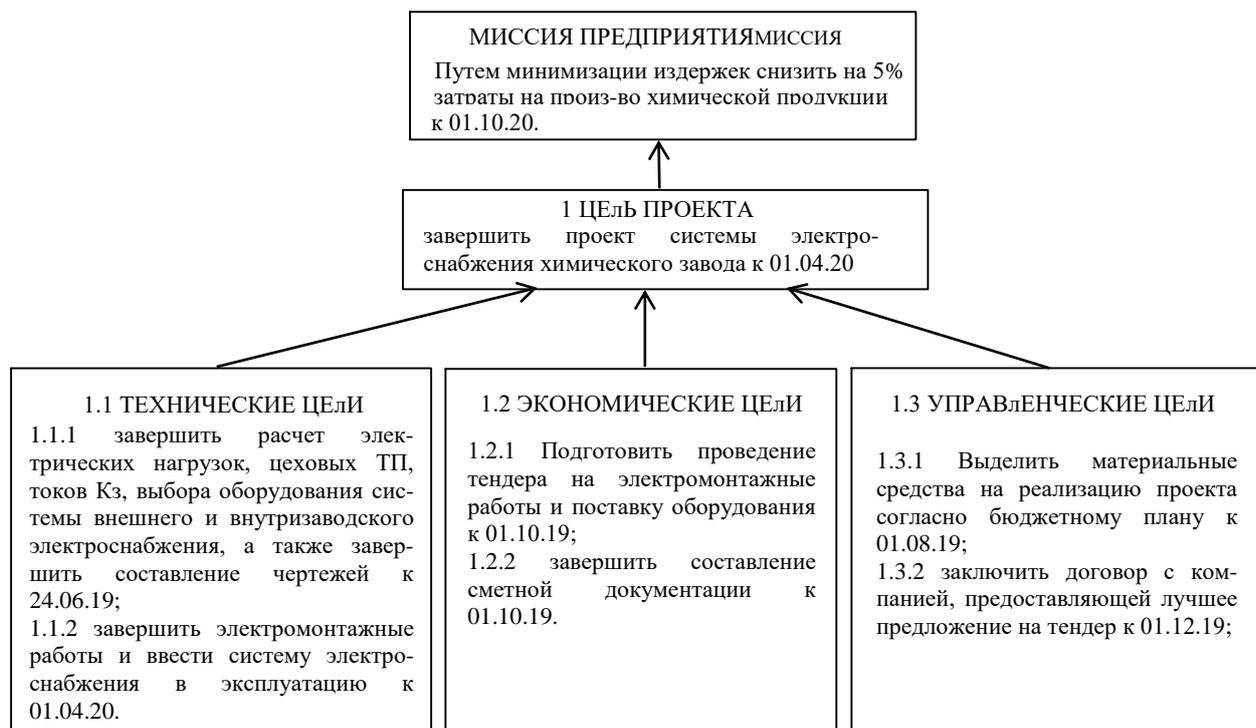


Рисунок 12.2 – Дерево целей проекта

12.5 Модель поля сил реализации проекта

Анализ поля сил – это метод, использующийся для выявления и оценки группы факторов, влияющих на изменение экономической составляющей организации [30].

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 12.3). «Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).



Рисунок 12.3 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы:

- 1) Высококвалифицированный персонал оказывает сильное влияние, так как специалисты с высоким уровнем образования могут качественно выполнять свою работу и вносить весомый вклад в развитие предприятия;
- 2) Хороший рельеф местности оказывает слабое влияние, так как плохой рельеф увеличивает единоразовые капиталовложения;
- 3) Надежный поставщик оборудования оказывает среднее влияние, так как широкий выбор качественного оборудования существенно увеличит вероятность достижения цели предприятия.

Сдерживающие силы:

- 1) Уменьшение инвестиционных вложений оказывает сильное влияние, так как отсутствие инвесторов уменьшит возможности капиталовложений предприятия;
- 2) Увеличение стоимости электроэнергии оказывает среднее влияние, так как из-за роста инфляции и увеличения НДС будут увеличиваться эксплуатационные затраты предприятия.

Движущие силы преобладают над сдерживающими, значит, проект имеет возможность быть реализованным в необходимый срок.

12.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

план реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. Также в этом графике назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ [30]. Данный график представлен в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – 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) подготовка проведения тендера к 01.10.19	Ген. директор	1												
4) Составление сметной документации к 01.10.19	проектный отдел	1												
5) заключить договор с компанией, предоставляющей лучшее предложение на тендер к 01.12.19	Ген. директор	1												
6) завершить электромонтажные работы и ввести систему электроснабжения в эксплуатацию к 01.04.20.	Сторонняя организация	10												

Выводы по разделу 12

В рамках экономической части проекта были подробно рассмотрены результаты технико-экономического сравнения разных вариантов внешнего напряжения сети. В рамках управленческой части проекта был произведен SWOT-анализ вариантов внешнего напряжения, построена пирамида целеполагания по SMART, построено дерево целей проекта, модель поля сил и график Ганта. Все эти модели необходимы для практической реализации проекта с учетом расходов на проектную и организационную части.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов химического завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых Тп с учетом надежности их электроснабжения, схема питания цеховых Тп и все необходимое оборудование. Все принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе, техническим и экономическим требованиям.

Были рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности, обеспечения качества электроэнергии, релейной защиты оборудования, безопасности жизнедеятельности, а также данный проект был рассмотрен с экономико-управленческой стороны.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми Тп. Так же изображена электрическая схема ГТп и внутреннего электроснабжения завода. Изображен конструктивный чертеж ОРУ подстанции с разрезом ячейки. Для наглядности в графическую часть вынесены плакаты раздела «Релейная защита», «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономико-управленческая часть».

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
2. Автоматические выключатели и выключатели нагрузки Compact NS 80–1600 A: каталог. – Schneider Electric, 2006. – 292 с.
3. Автоматические выключатели и выключатели-разъединители низкого напряжения Compact NSX 100–630 A. Измерение и передача данных: каталог. – Schneider Electric, 2008. – 262 с.
4. <http://electricalschool.info/spravochnik/apparaty/1497-avtomaticheskie-vykljuchateli-serii-va.html>
5. Валеев, Г.С. Системы электроснабжения: задания к курсовому проекту / Г.С. Валеев, Р.Г. Валеев. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – Ч. 2. – 81 с.
6. Справочник по проектированию электроснабжения/под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, – 1990. – 576 с.
7. Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч. 1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.
9. Комиссарова, Е.Д. передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. комиссарова, А.В. коржов; под ред. Е.Д. комиссаровой. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – Ч. 1. – 140 с.
10. правила устройства электроустановок.– 7-е изд.– Спб.: Изд-во ДЕАН , 2008 – 704с. с ил.
11. Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч. 2. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 44 с.
12. приказ об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства / А.В. Новак, М-во энергетики Российской Федерации – М.: 2016. – 28 с.
13. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-01-07. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.
14. приказ об утверждении укрупненных сметных нормативов / М-во строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации – М.: 2017. – 43 с.
15. <https://e-ec.ru/cena/cable-aashv-6-3-70>

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

16. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
17. Шабад, М.А. защита трансформаторов 10 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
18. Автоматические выключатели и выключатели нагрузки на большие токи Masterpact NT и NW: каталог. – Schneider Electric, 2007. – 188 с.
19. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.
20. Сп 131.13330.2012. Строительная климатология. – Введ. 2013-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 124 с.
21. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – Введ. 2003-30-06. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 106 с.
22. РД 34.03.603. правила использования и испытания защитных средств. – Введ. 1992-19-11. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 71 с.
23. ГОСТ 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2009-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с.
24. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. – Введ. 2012-03-02. – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 63 с.
25. пожбелко, Г.С. Безопасность жизнедеятельности в примерах и задачах: Учебное пособие / Г.С. пожбелко, А.И. Сидоров, А.М. Ершов и др.; под ред. А.И. Сидорова. – Челябинск: ЧГПУ, 1996, – Ч.IV, – 86 с.
26. каталог прожектора типа LEADER LED 100 D30: <https://www.ltcompany.com/ru/products/types/outdoor-luminaires/floodlights/leader-led/leader-led-50-d15-5000k/>
27. Сп 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2011-27-12. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 75 с.
28. РД 34.03.350-98. перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 1998-01-04. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 9 с.
29. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 2003-30-06. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 29 с.
30. Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

					130302.2019.101.00.00 ПЗ	лист
Изм.	лист	№ докум.	Подпись	Дата		139