

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАПАДНОЙ ГРУППЫ ЦЕХОВ
ТРУБОПРОКАТНОГО ЗАВОДА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ ВКР

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

А.М. Ершов
«__» _____ 2018 г.

Руководитель работы
к.ф.-м.н., доцент

А.В. Хлопова
«__» _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

И.В. Скуртова
«__» _____ 2018 г.

Автор работы
Студент группы П-475

В.С. Бахарев
«__» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М.Кирпичникова

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Бахарева Владимира Сергеевича

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение западной группы цехов трубопрокатного завода

утверждена приказом по университету от 04 апреля 2018г. № 580 приложение № 48

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.18

3 Исходные данные к работе

Материалы из архива кафедры СЭС

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

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

Всего блистов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Безопасность жизнедеятельности	И.В.Скуртова		

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2018 г.

Руководитель _____ А.В. Хлопова
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ В.С. Бахарев
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Введение	20.12.18 – 25.02.18	
Технический паспорт проекта	25.02.18 – 30.02.18	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	30.02.18 – 5.03.18	
Расчет электрических нагрузок	5.03.18 – 15.03.18	
Выбор трансформаторных подстанций	15.03.18 – 25.03.18	
Технико-экономическое обоснование системы внутреннего электроснабжения	25.03.18 – 5.04.18	
Расчет токов короткого замыкания	5.04.18 – 10.04.18	
Качество электрической энергии	10.04.18 – 15.05.18	
Устройство и расчет электрических сетей жилого дома №4	15.05.18 – 20.04.18	
Выбор оборудования трансформаторной подстанции	20.04.18 – 30.04.18	
Релейная защита трансформаторной подстанции 10/0,4кВ и питающей её кабельной линии	30.04.18 – 5.05.18	
Безопасность жизнедеятельности	5.05.18 – 10.05.18	
Заключение	10.05.18 – 15.05.18	
Библиографический список	15.05.18 – 16.05.18	
Оформление пояснительной записки	16.05.18 – 25.05.18	
Графическая часть	25.05.18 – 30.05.18	

Заведующий кафедрой
ЭССиСЭ

(подпись)

И.М. Кирпичникова
(И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта)

(подпись)

А.В. Хлопова
(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

В.С.Бахарев
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Бахарев Владимир Сергеевич. Электроснабжение западной группы цехов трубопрокатного завода – Челябинск: ЮУрГУ, П, 2018, 119с., 8илл., 37 табл. библиогр. список – 38 наименований. 6 листов чертежей формата А1.

В данной работе, после анализирования исходных данных, основанных на сравнении двух различных вариантов электроснабжения, был выбран наиболее выгодный и экономный вариант. Была предложена к реализации система электроснабжения обогатительной фабрики, которая отвечает современным требованиям по надежности, безопасности и является высокоэффективной.

Спроектирована система компенсации реактивной мощности внутренних источников

Выбрано оборудование для внутреннего и внешнего электроснабжения. Представлен генплан завода в графической части, план ОРУ, экономические решения

					<i>13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Выполнил</i>	<i>Бахарев</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>						3	130
<i>Н. Контр.</i>	<i>Аверина</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭСиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>	<i>Кирличникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	8
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	
1.1 Расчет нагрузок однофазных электроприёмников	
1.2 Расчет электрических нагрузок по цеху	14
1.3 Расчет низковольтной нагрузки 0,4 кВ по предприятию.....	28
1.4 Расчет высоковольтной нагрузки 10 кВ по предприятию	
1.5 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	31
Выводы по разделу 1.....	37
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	39
Выводы по разделу 2.....	40
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ	
3.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции.....	42
Выводы по разделу 3.....	44
4 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	
4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения	45
Выводы по разделу 4.....	52
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	
5.2 Построение схемы электроснабжения	
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	
5.4 Техничко-экономические показатели сравниваемых схем внутреннего электроснабжения	53
5.5 Расчет питающих линий	
Выводы по разделу 5.....	59
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	61
Выводы по разделу 6.....	71
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП	
7.2 Выбор выключателей КРУ	72
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	74
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	76
7.5 Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, устанавливаемых на вводах цеховых ТП	78

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

7.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	79
7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	
7.8 Выбор коммутационных аппаратов цеховых ТП, НРП. Выбор коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ.....	81
Выводы по разделу 7.....	83
8 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
8.1 Влияние синхронных двигателей на показатели качества электрической энергии	84
Выводы по разделу 8.....	85
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	86
Выводы по разделу 9.....	92
10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
10.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции	
10.1.1 Обоснование местоположения подстанции	
10.1.2 Габариты и разрывы на подстанции	93
10.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле	94
10.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве	
10.1.5 Окраска токоведущих частей	
10.1.6 Электрозащитные средства.....	95
10.1.7 Требования к устройству дверей.....	96
10.2 Электробезопасность	97
10.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки	98
10.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ	
10.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства	99
10.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства	104
10.4 Пожарная безопасность	
10.4.1 Категория пожарной опасности	105
10.4.2 Пожарная безопасность трансформатора.....	106
10.4.3 Расчет молниезащиты подстанции.....	107
Выводы по разделу 10	109
11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ	
11.1 Организация релейной защиты синхронного двигателя.....	110
11.2 Расчет тока КЗ на выводах электродвигателя.....	112
11.3 Защита от перегрузок.....	113
11.4 Мгновенная токовая отсечка.....	115
11.5 Защита двигателя от замыканий на землю в обмотке статора	117
11.6 Защита минимального напряжения.....	118
11.7 Защита от асинхронного режима.....	119
Выводы по разделу 11	121
12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СРАВНИВАЕМЫХ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	122

12.1 SWOT анализ	124
12.2 Поле сил Курта Левина.....	125
12.3 Дерево целей проекта	
Выводы по разделу 12	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	128

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжением является обеспечение потребителей электрической энергией. Системе электроснабжения (СЭС) необходимо отвечать определенным технико-экономическим требованиям. При проектировании электроснабжения промышленного предприятия необходимо задаваться наименьшими затратами при выполнении нижеперечисленных технических требований: обеспечивать необходимую надежность, являться безопасными и удобными в обслуживании и эксплуатации, обладать гибкостью, обеспечивающей наилучший режим эксплуатации как в послеаварийных режимах так и в нормальных условиях[1].

При проектировании СЭС рассматриваются все варианты которые, влияют на конструктивное исполнение СЭС, а так же типы применяемого в них оборудования. Необходимо учесть возможность расширения производства, из-за чего будет необходима большая мощность, а так же дополнительное место для размещения оборудования.

Создание системы электроснабжения сложная задача, которая включает в себя выбор оптимального числа трансформаторов для питания оборудования и рационального напряжения, правильное размещение цеховых подстанций, выбор типа кабелей, их сечения, места и способа прокладки.

Питание потребителей завода осуществляется от главной понизительной подстанции (ГПП). Подстанция, как правило, двух трансформаторная, что обеспечивает требуемую надежность.

Оптимальные решения при проектировании ведут к снижению затрат на передачу электрической энергии, снижает ее потери и повышает надежность всей системы.

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

С конца 70-х годов прошедшего века произошел значимый скачок в технологии высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену воздушным и масляным выключателям, пришли выключатели с использованием в качестве дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы – элегаза. По технологическому уровню разработок элегазовых выключателей, Россия приближается к наилучшим мировым образцам. Некоторые проекты выполненные в рамках международных проектов даже превосходят иностранные варианты: ВЭИ – Корейский электротехнологический институт (Республики Корея); ВЭИ – «КромтонГривз» (Индия); НИИВА-«Хёндэ» (Республика Корея); ВЭИ – «Самсунк» (Республика Корея). Огромный научный потенциал и длительный опыт успешной работы в области элегазовой аппаратуры необходимы для создания современного высокоэффективного коммутационного оборудования [2].

Так же необходимо обратить внимание на отстающую позицию Российской Федерации в сравнении с ведущими в техническом отношении стран, в освоении производства элегазовой аппаратуры. Одна из причин отставания это прежде всего общий спад производства и замедленным темп развития энергосистем за прошедшие 25 лет.

Неоднократно вставал вопрос об экологической опасности элегаза. В этой связи следует отметить, что хотя элегаз принадлежит к ряду фторидов, он не относится к списку веществ, подлежащих запрету или ограничению в применении. Влияние элегаза на парниковый эффект атмосферы, по некоторым данным составляет не более 0,22%.

Однако, при явных преимуществах вакуумных и элегазовых аппаратов, внедрение их на производстве занял уже не один год и займет еще множество времени. При постоянном внедрении новой и современной аппаратуры, в эксплуатации по прежнему остается еще множество устаревших аппаратов. За последние 25 лет в мире подавляющее большинство вводимых в эксплуатацию выключателей на напряжение 63 кВ и выше являются элегазовые. Если проанализировать типы выключателей в возрасте от 10 до 20 лет, то наибольшее число выключателей будут элегазовые (помимо элегазовых, за последние десять лет было введено около 40% маломасляных выключателей). В случае если рассмотреть статистику выключателей возрастом от 20 до 30 лет, можно увидеть, что элегазовых меньше, чем воздушных и маломасляных, но больше чем масляных и баковых.

Распределение типов выключателей в Российской Федерации не соответствует мировым направлениям. К примеру, если рассмотреть выключатели на напряжение 110 кВ и выше наибольшее количество будет баковых масляных выключателей, а количество элегазовых выключателей составляет около 1%. Распределение выключателей в энергосистемах России по типам схожее с распределением выключателей мире с возрастом более 30 лет.

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

В связи с этим можно сделать вывод, что по уровню применения и развития современные российские энергосистемы схожи с зарубежными 30-летней давности. Стоит отметить, что в эксплуатации находятся выключатели, с устаревшей конструкцией (воздушных выключателей серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляных баковых выключателей типа МКП и др.). Выключатели элегазовые наиболее часто используются в КРУЭ, в которых элегаз является изоляцией. Из отечественных производителей широкое распространение получили НПО «Электроаппарат», со своей продукцией для КРУЭ, выпустив серию элегазовых выключателей на напряжения 110 и 220 кВ с превосходными характеристиками.

Производство КРУЭ в России начато более 30 лет назад, но применение КРУЭ у нас в стране не соответствуют мировому уровню. Для примера в России установлено всего около 350 ячеек КРУЭ на напряжение от 110 до 220 кВ, в то время как, например, в Америке за тот же самый промежуток времени выпущено около 7000 ячеек КРУЭ на напряжение от 77 до 800 кВ. Однако можно заявить, что в России КРУЭ разработаны на весь спектр номинальных напряжений и фактически созданы комплектно-распределительные устройства самого нового, третьего поколения. Смена поколений КРУЭ происходит не реже, чем в 6-8 лет.

Аппараты элегазовые коммутационные нового поколения созданы такими фирмами как ВЭИ (КРУЭ-170 кВ нового поколения совместно с фирмой «Самсунк») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (город Санкт-Петербург). Так же на «Уралэлектротяжмаш» было освоено производство современных элегазовых выключателей на напряжение 110-220 кВ, колонкового типа с пружинным приводом.

Вакуумная коммутационная аппаратура в России имеет более благоприятные позиции. Вакуумная аппаратура имеет обширный производственный список и стабильный серийный выпуск уже много лет. Можно утверждать, что наибольшую часть в ее развитие внес один из основателей этого направления в России – ВЭИ. В данный момент времени выпускается весь спектор аппаратов средних напряжений (до 110 кВ), являющимся очень популярным у различных потребителей. Производство вакуумной аппаратуры было начато в 70-е годы, когда был построен и запущен Минусинский завод вакуумных выключателей (МЗВВ). В современное время несколько заводов серийно выпускают ВДК и почти сотню вакуумных выключателей.

Находящиеся до сих пор в использовании выключатели прошлых поколений создают множество проблем. Среди всех выключателей, по данным РАО ЕЭС около 15% выключателей высокого напряжения не соответствуют требованиям, а износ оборудования на подстанциях превышает 50%. Почти треть всех выключателей 330-750 кВ, составляющих ядро коммутационного оборудования межсистемных электросетей, имеет срок службы более 20-ти и даже 30-ти лет. С коммутационным оборудованием на напряжение 110-220 кВ сложилась похожая ситуация. Устаревшие выключатели и системы их обеспечения требуют больших эксплуатационных расходов[3].

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

На мировом рынке до середины двухтысячных годов отсутствовала альтернатива элегазовым и масляным выключателям. До сих пор проводятся работы по их совершенствованию. Используются способы автогенерации силы давления в элегазовых выключателях и новые комбинация автопневматического способа гашения. Все это позволяет применять экономичные и надежные пружинного привода для элегазовых выключателей и как следствие уменьшить энергоемкость привода.

Повышение эффективности гашения дуги создает возможность увеличить напряжение на один разрыв выключателя до 360-550 кВ. До сих пор продолжают совершенствовать контактные системы ВДК, ведется поиск наилучшего распределения магнитного поля для наиболее совершенного гашения вакуумной дуги и уменьшения диаметра камер. Продолжаются работы по созданию ВДК на напряжение более 35 кВ (110 кВ и выше) для вакуумных выключателей высокого напряжения.

На сегодня объем продаж отечественных аппаратов намного меньше в сравнении с подачей на российский рынок зарубежной элегазовой аппаратуры. У Российских производителей все сложнее получается конкурировать с зарубежными из-за технологической отсталости и отсутствием спонсоров для разработки и усовершенствования используемого оборудования.

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Расчет нагрузок однофазных электроприёмников

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

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

Так как однофазных электроприемники влияют на коэффициенты прямой и обратной последовательности, необходимо их распределить электроприемники по фазам, так чтобы они имели равномерную загрузку. Для всех однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, по формулам рассчитаем установленные мощности: [9]:

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

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

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

$P_{ni,n}$ и $Q_{ni,n}$ - активная и реактивная мощности номинальные каждого электроприемника, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе n ,

$P_{ni,mn}$ - мощность номинальная каждого электроприемника, подключенного на линейное напряжение mn , которая находится по формуле (1.3);

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

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

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

где $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ - коэффициент мощности реактивной каждого электроприемника, подключенного на линейное напряжение mn . $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ в зависимости от типа электроприемника и его коэффициента мощности $\cos\varphi_{i,mn}$ находится по [6];

$k_{mn(n)}$ - коэффициент приведения активной мощности каждого электроприемника, подключенного на линейное напряжение mn , к фазе n [9]:

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

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

где $q_{mn(m)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности каждого электроприемника, подключенного на линейное напряжение mn , к фазе m :

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

где $q_{mn(n)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности каждого электроприемника, подключенного на линейное напряжение mn , к фазе n :

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

К примеру, для сушильной печи, подключенной на фазное напряжение АВ: Согласно [6, табл. 4.10]: $\cos\varphi = 0,95$; $\operatorname{tg}\varphi = 0,33$

По формулам (1.4-1.7):

$$k_{AB(A)} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 0,33 = 0,59; \quad k_{AB(B)} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 0,33 = 0,41;$$

$$q_{AB(A)} = \frac{1}{2} \cdot 0,33 - \frac{1}{2\sqrt{3}} = -0,12; \quad q_{AB(B)} = \frac{1}{2} \cdot 0,33 + \frac{1}{2\sqrt{3}} = 0,45;$$

По формуле (1.3):

$$P_{н, АВ} = 1 \cdot 40 = 40 \text{ кВт};$$

По формулам (1.1) и (1.2):

$$P_{н,А} = 40 \cdot 0,59 = 23,8 \text{ кВт}; \quad P_{н,В} = 40 \cdot 0,41 = 16,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{н,А} = 40 \cdot (-0,12) = -4,8 \text{ квар}; \quad Q_{н,В} = 40 \cdot 0,45 = 18 \text{ квар}.$$

Для всех прочих электроприемников, подключенных на линейные и фазные напряжения, результаты расчетов приведены в таблице 1.1.

После для всех однофазных электроприемников, подключенных на фазные и линейные напряжения, рассчитываются средние реактивные и активные мощности, потребляемые фаз по формулам:

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

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

Для сушильной печи, подключенной на фазное напряжение АВ по [6, табл. 4.10] $K_{и} = 0,7$. По формулам (1.8) и (1.9):

$$P_{с,А} = 0,7 \cdot 23,8 = 16,66 \text{ кВт}; \quad P_{с,В} = 0,7 \cdot 16,2 = 11,34 \text{ кВт};$$

$$Q_{с,А} = 0,7 \cdot (-4,8) = -3,48 \text{ квар}; \quad Q_{с,В} = 0,7 \cdot 18 = 12,68 \text{ квар}.$$

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Согласно [9] электроприемники можно считать равномерно распределенными по фазам, если разность номинальных мощностей наименее и наиболее загруженных фаз не превышает 15 % суммарной номинальной мощности всех электроприемников, рассматриваемого узла, включая трехфазные. Трехфазную номинальную мощность следует принимать равной суммарной номинальной мощности всех однофазных электроприемников. Согласно данным таблицы 1.1, наиболее загруженной фазой является фаза С, наименее – фаза А. Найдем неравномерность загрузки по фазам по формуле:

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

где $P_{н,А\Sigma}$ и $P_{н,В\Sigma}$ - суммарные установленные мощности, потребляемые однофазными электроприемниками от фаз С и А соответственно;

$\sum_{i=1}^n (P_{ни(III)})$ и $\sum_{i=1}^m (P_{ни(I)})$ – суммарные установленные мощности трехфазных и однофазных электроприемников соответственно.

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

Используя исходные данные для отделения пропитки РМЦ, найдем по формулам (1.3) и (1.10):

$$\Delta P = \frac{(66,34 - 53,66) \cdot 100\%}{(4 \cdot 3 + 6 \cdot 10 + 4 \cdot 2,8 + 2 \cdot 5,3) + (5 \cdot 15 + 5 \cdot 40)} = 3,43\%$$

Электроприемники равномерно распределены, т. нагрузки фаз значительно меньше 15 %.

Найдем средневзвешанный коэффициент использования однофазных электроприемников по формуле:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{иаi} \cdot P_{ни})}{\sum_{i=1}^m (P_{ни})}. \quad (1.11)$$

По формуле 1.11:

$$K_{иа} = \frac{0,6 \cdot 5 \cdot 15 + 0,7 \cdot 5 \cdot 40}{5 \cdot 15 + 5 \cdot 40} = 0,67;$$

Найдем средневзвешанный коэффициент реактивной мощности по формуле:

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

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

По формуле (1.12):

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{cp}} = \frac{0,6 \cdot 5 \cdot 15 \cdot 0,75 + 0,7 \cdot 5 \cdot 40 \cdot 0,33}{5 \cdot 15 \cdot 0,6 + 5 \cdot 40 \cdot 0,7} = 0,43.$$

Количество однофазных электроприемников, средневзвешанные коэффициенты использования активной и реактивной мощности, установленную трехфазную мощность однофазных электроприемников, внесем в таблицу 1.1 под графой «Однофазные электроприемники» для расчета электрических нагрузок ШР-2, по которому питается отделение пропитки.

1.2 Расчет электрических нагрузок по цеху

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

Намоточное отделение (ШР-1)

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

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

где n_i – число электроприемников i -го типа;

$p_{\text{ни}}$ - номинальная мощность одного электроприемника i -го типа.

Для станка намоточного по формуле (1.13):

$$P_{\text{ни}} = 15 \cdot 1,1 = 16,5 \text{ кВт.}$$

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

$$P_{\text{н.ШР1}} = 15 \cdot 1,1 + 8 \cdot 2,4 + \dots + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 14 = 163,6 \text{ кВт.}$$

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

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

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

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Таблица 1.1 – Однофазные ЭП

Наименования однофазных электроприемников	Количество ЭП n, шт.	одного ЭП, р _n	общая, Р _n =n·р _n	n·р _n ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициент при- ведения			Установленная мощ- ность ЭП, потребляе- мая от фазы			K _н	cosφ	tgφ	Средние мощности					
					ab	bc	ca	к фазе	р	q	a	b	c				активные			реактивные		
																	a	b	c	a	b	c
Ванна для пропитки 220В	1	15	15	225	-	-	-	-	-	-	15,00	0,00	0,00	0,6	0,80	0,75	9,00	-	-	6,75	-	-
Ванна для пропитки 220В	1	15	15	225	-	-	-	-	-	-	0,00	15,00	0,00	0,6	0,80	0,75	-	9,00	-	-	6,75	-
Ванна для пропитки 220В	3	15	45	675	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	45,00	0,6	0,80	0,75	-	-	27,00	-	-	20,25
Печь сушильная 380 В	2	40	80	3200	80	-	-	a	0,59	0,12	47,59	32,41	0,00	0,7	0,95	0,33	33,31	22,69	-	-6,96	25,37	-
								b	0,41	0,45												
Печь сушильная 380 В	2	40	80	3200	-	80	-	b	0,59	0,12	0,00	47,59	32,41	0,7	0,95	0,33	-	33,31	22,69	-	-6,96	25,37
								c	0,41	0,45												
Печь сушильная 380 В	1	40	40	1600	-	-	40	c	0,59	0,12	16,20	0,00	23,80	0,7	0,95	0,33	11,34	-	16,66	12,68	-	-3,48
								a	0,41	0,45												
Итого по однофазным ЭП	10	165	275	9125							78,80	95,00	101,20	0,67	0,92	0,43	53,66	65,00	66,34	12,47	25,16	42,14

где m - число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинопроводу данного участка цеха;

K_p – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [5, табл.1] в зависимости от $n_э$ и $K_{и}$;

$K_{иi}$ - коэффициент использования каждого электроприемника.

$\text{tg}\varphi_i$ - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности каждого электроприемника, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, который находится по [6, табл.4-10].

$n_э$ - эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинопровода.

Согласно [5]:

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

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

$$n_э = \frac{(15 \cdot 1,1 + 8 \cdot 2,4 + \dots + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 14)^2}{15 \cdot 1,1^2 + 8 \cdot 2,4^2 + \dots + 2 \cdot 3^2 + 3 \cdot 14^2} = 24.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле:

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

По формуле (1.17):

$$K_{иa} = \frac{0,7 \cdot 16,5 + 0,7 \cdot 19,2 + \dots + 0,7 \cdot 6 + 0,7 \cdot 42}{84 + 22,5 + \dots + 8,4 + 42} = 0,62$$

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

По формуле (1.14):

$$P_p = 1 \cdot (15 \cdot 1,1 + 8 \cdot 2,4 + \dots + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 14) = 101,05 \text{ кВт};$$

По формуле (1.15):

$$Q_p = (15 \cdot 1,1 \cdot 0,62 + 8 \cdot 2,4 \cdot 0,62 + \dots + 3 \cdot 14 \cdot 0,62) = 71,3 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле:

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

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

По формуле (1.17):

$$S_p = \sqrt{(101,05)^2 + (71,3)^2} = 123,67 \text{ кВА};$$

Отделение пропитки (ШР-2).

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.12. Для насоса:

$$P_{\text{нi}} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ кВт.}$$

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

$$P_{\text{н.ШР2}} = 4 \cdot 3 + 6 \cdot 10 + 4 \cdot 2,8 + 2 \cdot 5,3 + 10 \cdot 27,5 = 368,8 \text{ кВт.}$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.12), получим по формуле (1.15):

$$n_3 = \frac{(4 \cdot 3 + 6 \cdot 10 + 4 \cdot 2,8 + 2 \cdot 5,3 + 10 \cdot 27,5)^2}{4 \cdot 3^2 + 6 \cdot 10^2 + 4 \cdot 2,8^2 + 2 \cdot 5,3^2 + 10 \cdot 27,5^2} = 16.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле 1.16:

$$K_{\text{иа}} = \frac{0,67 \cdot 275 + 0,7 \cdot 12 + \dots + 0,1 \cdot 10,6}{275 + 12 + \dots + 10,6} = 0,65$$

По рассчитанным n_3 и $K_{\text{и}}$ находим $K_p = 1$.

По формуле (1.13):

$$P_p = 1 \cdot (0,67 \cdot 275 + 0,7 \cdot 12 + \dots + 0,1 \cdot 10,6) = 239,99 \text{ кВт};$$

По формуле (1.16):

$$Q_p = (0,67 \cdot 275 \cdot 0,43 + 0,7 \cdot 12 \cdot 0,62 + \dots + 0,1 \cdot 10,6 \cdot 1,73) = 123,29 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле 1.17:

$$S_p = \sqrt{(239,99)^2 + (123,29)^2} = 269,81 \text{ кВА};$$

Механическое отделение (ШР-3).

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.12. Для станка токарно винторезного:

$$P_{\text{нi}} = 6 \cdot 9 = 54 \text{ кВт.}$$

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

$$P_{\text{н.ШР3}} = 6 \cdot 9 + 5 \cdot 14 + \dots + 1 \cdot 20 + 2 \cdot 6,7 = 432,7 \text{ кВт.}$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.12), получим по формуле (1.15):

$$n_3 = \frac{(6 \cdot 9 + 5 \cdot 14 + \dots + 1 \cdot 20 + 2 \cdot 6,7)^2}{6 \cdot 9^2 + 5 \cdot 14^2 + \dots + 1 \cdot 20^2 + 2 \cdot 6,7^2} = 22.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле 1.16:

$$K_{\text{иа}} = \frac{0,12 \cdot 54 + 0,12 \cdot 70 + \dots + 0,8 \cdot 20 + 0,1 \cdot 13,4}{54 + 70 + \dots + 20 + 13,4} = 0,19$$

По рассчитанным n_3 и $K_{\text{и}}$ находим $K_p = 1,13$.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				17

По формуле (1.13):

$$P_p = 1,13 \cdot (0,12 \cdot 54 + 0,12 \cdot 70 + \dots + 0,8 \cdot 20 + 0,1 \cdot 13,4) = 91,19 \text{ кВт};$$

По формуле (1.21):

$$Q_p = 0,12 \cdot 54 \cdot 1,73 + 0,12 \cdot 70 \cdot 1,73 + \dots + 0,1 \cdot 13,4 \cdot 1,73 = 118,1 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле 1.17:

$$S_p = \sqrt{(91,19)^2 + (118,1)^2} = 149,21 \text{ кВА};$$

Окрасочное отделение (ШР-4).

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.12. Для насоса:

$$P_{ни} = 20 \cdot 5 = 100 \text{ кВт}.$$

Суммарная установленная мощность заготовительного отделения определяется как сумма мощностей всех электроприемников, установленных в отделении (включая однофазные электроприемники).

$$P_{н.ШР4} = 20 \cdot 5 + 2 \cdot 1,6 + \dots + 2 \cdot 17 + 25 \cdot 7,5 = 585,5 \text{ кВт}.$$

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.12), получим по формуле (1.15):

$$n_э = \frac{(20 \cdot 5 + 2 \cdot 1,6 + \dots + 2 \cdot 17 + 25 \cdot 7,5)^2}{20 \cdot 5^2 + 2 \cdot 1,6^2 + \dots + 2 \cdot 17^2 + 25 \cdot 7,5^2} = 46.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле 1.16:

$$K_{иа} = \frac{0,7 \cdot 100 + 0,25 \cdot 3,2 + \dots + 0,8 \cdot 34 + 0,6 \cdot 187,5}{100 + 3,2 + \dots + 34 + 187,5} = 0,6$$

По рассчитанным $n_э$ и $K_{иа}$ находим $K_p = 0,85$

По формуле (1.13):

$$P_p = 0,85 \cdot (0,7 \cdot 100 + 0,25 \cdot 3,2 + \dots + 0,8 \cdot 34 + 0,6 \cdot 187,5) = 299,18 \text{ кВт};$$

По формуле (1.14):

$$Q_p = 0,7 \cdot 100 \cdot 0,62 + 0,25 \cdot 3,2 \cdot 1,98 + \dots + 0,6 \cdot 187,5 \cdot 0,75 = 245,03 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле 1.17:

$$S_p = \sqrt{(299,18)^2 + (245,03)^2} = 386,72 \text{ кВА};$$

Ремонтное отделение (ШР-5).

Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле 1.12. Для установки сварки пленок:

$$P_{ни} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ кВт}.$$

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

$$P_{н.ШР5} = 2 \cdot 3 + 4 \cdot 7,3 + \dots + 2 \cdot 2,8 = 222,4 \text{ кВт}.$$

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Используя исходные данные расчет для всех типов электроприемников по формуле (1.12), получим по формуле (1.15):

$$n_э = \frac{(2 \cdot 3 + 4 \cdot 7,3 + \dots + 2 \cdot 2,8)^2}{2 \cdot 3^2 + 4 \cdot 7,3^2 + \dots + 2 \cdot 2,8^2} = 14.$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле 1.15:

$$K_{на} = \frac{0,5 \cdot 6 + 0,17 \cdot 29,2 + \dots + 0,5 \cdot 5,6}{6 + 29,2 + \dots + 5,6} = 0,55$$

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

По формуле (1.13):

$$P_p = 1 \cdot (0,5 \cdot 6 + 0,17 \cdot 29,2 + \dots + 0,5 \cdot 5,6) = 121,66 \text{ кВт};$$

По формуле (1.14):

$$Q_p = 0,5 \cdot 6 \cdot 0,33 + 0,17 \cdot 29,2 \cdot 1,17 + \dots + 0,5 \cdot 5,6 \cdot 0,88 = 119,11 \text{ квар};$$

Расчетную полную мощность найдем по формуле 1.16:

$$S_p = \sqrt{(121,66)^2 + (119,11)^2} = 170,26 \text{ кВА};$$

Расчет нагрузок по цеху необходимо закончить расчетом нагрузок на шинах цеховой ТП. Расчетная реактивная мощность находится по формуле:

$$Q_p = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^m K_{наi} \cdot P_{ни} \cdot \text{tg}\varphi_i. \quad (1.19)$$

Рассчитаем активную мощность по формуле (1.13). При расчете по формулам (1.13) и (1.17) коэффициент K_p выбирается в зависимости от средневзвешанного $K_{иn_э}$. $n_э$ также находится по формуле (1.15), следует так же использовать установленные мощности всех электроприемников, установленных в РМЦ. Величины $K_{иi} \cdot P_{ни}$ и $K_{иi} \cdot P_{ни} \cdot \text{tg}\varphi_i$ найденные в предыдущих расчетах и являются суммами для электроприемников соответствующих отделений и участков РМЦ. Аналогично и для величины $P_{ни}$, используемой при расчете средневзвешанного по цеху коэффициента использования.

По формуле (1.15):

$$n_э = 109$$

По формуле (1.16):

$$K_{на} = \frac{(163,6 \cdot 0,62 + 368,8 \cdot 0,65 + \dots + 585,5 \cdot 0,6 + 222,4 \cdot 0,55)}{163,6 + 368,8 + \dots + 585,5 + 222,4} = 0,51;$$

По [РТМ, табл.2] $K_p = 0,7$. По формулам (1.13) и (1.18):

$$P_p = 0,7 \cdot (163,6 \cdot 0,62 + 368,8 \cdot 0,65 + \dots + 585,5 \cdot 0,6 + 222,4 \cdot 0,55) = 626,76 \text{ кВт};$$

По формуле (1.18):

$$Q_p = 0,7 \cdot (71,3 + 123,29 + 118,1 + 245,03 + 121,55) = 679,27 \text{ квар};$$

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

По формуле (1.16):

$$S_p = \sqrt{(626,76)^2 + (679,27)^2} = 924,25 \text{ кВА};$$

Следующим этапом рассчитаем шинопровод.

Намоточное отделение.

В намоточном отделение проходят три распределительных шинопровода – ШР-1-1, ШР-1-2, ШР-1-3. Произведем расчет для каждого из них.

ШР-1-1:

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p,ШР-1-1} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{p,ШР-1-1} = \frac{19,52}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 28,17 \text{ А},$$

Ток шинопровода равен $I_{p,ШР-1-1} = I_{ном,ШР-1-1}$. Ближайшее значение тока 100 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-1-1 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинопровода.

ШР-1-2:

Расчетный ток шинопровода:

$$I_{p,ШР-1-2} = \frac{32,48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 46,88 \text{ А},$$

Ток шинопровода равен $I_{p,ШР-1-2} = I_{ном,ШР-1-2}$. Ближайшее значение тока 100 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-1-2 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинопровода.

ШР-1-3:

Расчетный ток шинопровода:

$$I_{p,ШР-1-3} = \frac{74,39}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 107,37 \text{ А},$$

Ток шинопровода равен $I_{p,ШР-1-3} = I_{ном,ШР-1-3}$. Ближайшее значение тока 100 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-1-3 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинопровода.

Окрасочное отделение.

В окрасочном отделение проходят четыре распределительных шинопровода – ШР-4-1, ШР-4-2, ШР-4-3, ШР-4-4. Произведем расчет для каждого из них.

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

ШР-4-1:

Расчетный ток шинпровода:

$$I_{p.ШР-4-1} = \frac{67,37}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 97,24 \text{ А,}$$

Ток шинпровода равен $I_{p.ШР-4-1} = I_{ном.ШР-4-1}$. Ближайшее значение тока 100 А. Выбираем распределительный шинпровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-4-1 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинпровода.

ШР-4-2:

Расчетный ток шинпровода:

$$I_{p.ШР-4-2} = \frac{59,56}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 85,97 \text{ А,}$$

Ток шинпровода равен $I_{p.ШР-4-2} = I_{ном.ШР-4-2}$. Ближайшее значение тока 100 А. Выбираем распределительный шинпровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-4-2 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинпровода.

ШР-4-3:

Расчетный ток шинпровода:

$$I_{p.ШР-4-3} = \frac{200,83}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 289,87 \text{ А,}$$

Ток шинпровода равен $I_{p.ШР-4-3} = I_{ном.ШР-4-3}$. Ближайшее значение тока 400 А. Выбираем распределительный шинпровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-4-3 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинпровода.

ШР-4-4:

Расчетный ток шинпровода:

$$I_{p.ШР-4-4} = \frac{101,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 146,14 \text{ А,}$$

Ток шинпровода равен $I_{p.ШР-4-4} = I_{ном.ШР-4-4}$. Ближайшее значение тока 160 А. Выбираем распределительный шинпровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-4-4 выбираем 5 прямых секций. Для пяти прямых секций необходимо 4 соединительных секции шинпровода.

Магистральный шинпровод ШМ-1

К ШМ-1 подключено 7 распределительных шинпроводов – ШР-1-1, ШР-1-2, ШР-1-3, ШР-4-1, ШР-4-2, ШР-4-3, ШР-4-4. Расчетный ток шинпровода опреде-

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

ляется с помощью суммарных мощностей отделений, подключенных к магистральному шинопроводу.

$$I_{p.ШМ-1} = \frac{481,06}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 694,35 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p.ШМ-1} = I_{ном.ШМ-1}$. Ближайшее значение тока 800 А. Выбираем магистральный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки HerculesPTA08ESEF1AA000, производитель ДКС. Длина одной секции 3 м. Следовательно, для ШМ-1 выбираем 28 прямых секций и 27 соединительных секций.

Отделение пропитки. В отделении пропитки проходит один распределительный шинопровод – ШР-2. Расчетный ток отделения:

$$I_{p.ШР-2} = \frac{269,81}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 389,43 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p.ШР-2} = I_{ном.ШР-2}$. Ближайшее значение тока 400 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-2 выбираем 6 прямых секций. Для шести прямых секций необходимо 5 соединительных секции шинопровода.

Механическое отделение. В механическом отделении проходит три распределительных шинопровода – ШР-3-1, ШР-3-2, ШР-3-3.

Расчетный ток шинопровода ШР-3-1:

$$I_{p.ШР-3-1} = \frac{183,29}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 264,56 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p.ШР-3-1} = I_{ном.ШР-3-1}$. Ближайшее значение тока 250 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-3-1 выбираем 6 прямых секций. Для шести прямых секций необходимо 5 соединительных секции шинопровода.

Расчетный ток шинопровода ШР-3-2:

$$I_{p.ШР-3-2} = \frac{728,29}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1051,2 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p.ШР-3-2} = I_{ном.ШР-3-2}$. Ближайшее значение тока 1000 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШР-3-1 выбираем 6 прямых секций. Для шести прямых секций необходимо 5 соединительных секции шинопровода.

Расчетный ток шинопровода ШР-3-3:

$$I_{p.ШР-3-3} = \frac{628,04}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 906,49 \text{ А,}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					22

Ток шинопровода равен $I_{p,ШП-3-3} = I_{ном,ШП-3-3}$. Ближайшее значение тока 1000 А. Выбираем распределительный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШП-3-3 выбираем 6 прямых секций. Для шести прямых секций необходимо 5 соединительных секции шинопровода. Ремонтное отделение. В ремонтном отделении проходит один распределительный шинопровод - ШП-5:

Расчетный ток отделения:

$$I_{p,ШП-5} = \frac{171,97}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 248,22 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p,ШП-5} = I_{ном,ШП-5}$. Ближайшее значение тока 250 А. Выбираем шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules, производитель ДКС. Длина одной секции 4 м. Следовательно, для ШП-5 выбираем 6 прямых секций и 5 соединительных секций.

Шинопровод ШМ-2. К ШМ-2 подключено 3 распределительных шинопровода – ШП-2, ШП-3, ШП-5. Расчетный ток шинопровода определяется с помощью суммарных мощностей отделений, подключенных к магистральному шинопроводу.

$$I_{p,ШМ-2} = \frac{477,08}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 688,61 \text{ А,}$$

Ток шинопровода равен $I_{p,ШМ-2} = I_{ном,ШМ-2}$. Ближайшее значение тока 800 А. Выбираем магистральный шинопровод для установки на прямолинейных участках марки Hercules PPTA06ESEF1AA000, производитель ДКС. Длина одной секции 3 м. Следовательно, для ШМ-1 выбираем 28 прямые секции и 27 соединительных секций. План расположения электроприемников и их подключения изображен на рисунке 1.1.

Расчет всех нагрузок по цеху приведен в таблице 1.2.

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Нагрузку осветительных электроприемников будем определять по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса [8]:

$$P_{Pocв} = K_{Cocв} \cdot P_{Yocв} \cdot F_{ц}, \quad (1.18)$$

где $K_{Cocв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{Yocв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной площади цеха, Вт;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м², определяется по генеральному плану.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки [9]:

$$Q_{Pocв} = P_{Pocв} \cdot tg\phi_{ocв}, \quad (1.19)$$

где $tg\phi_{ocв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

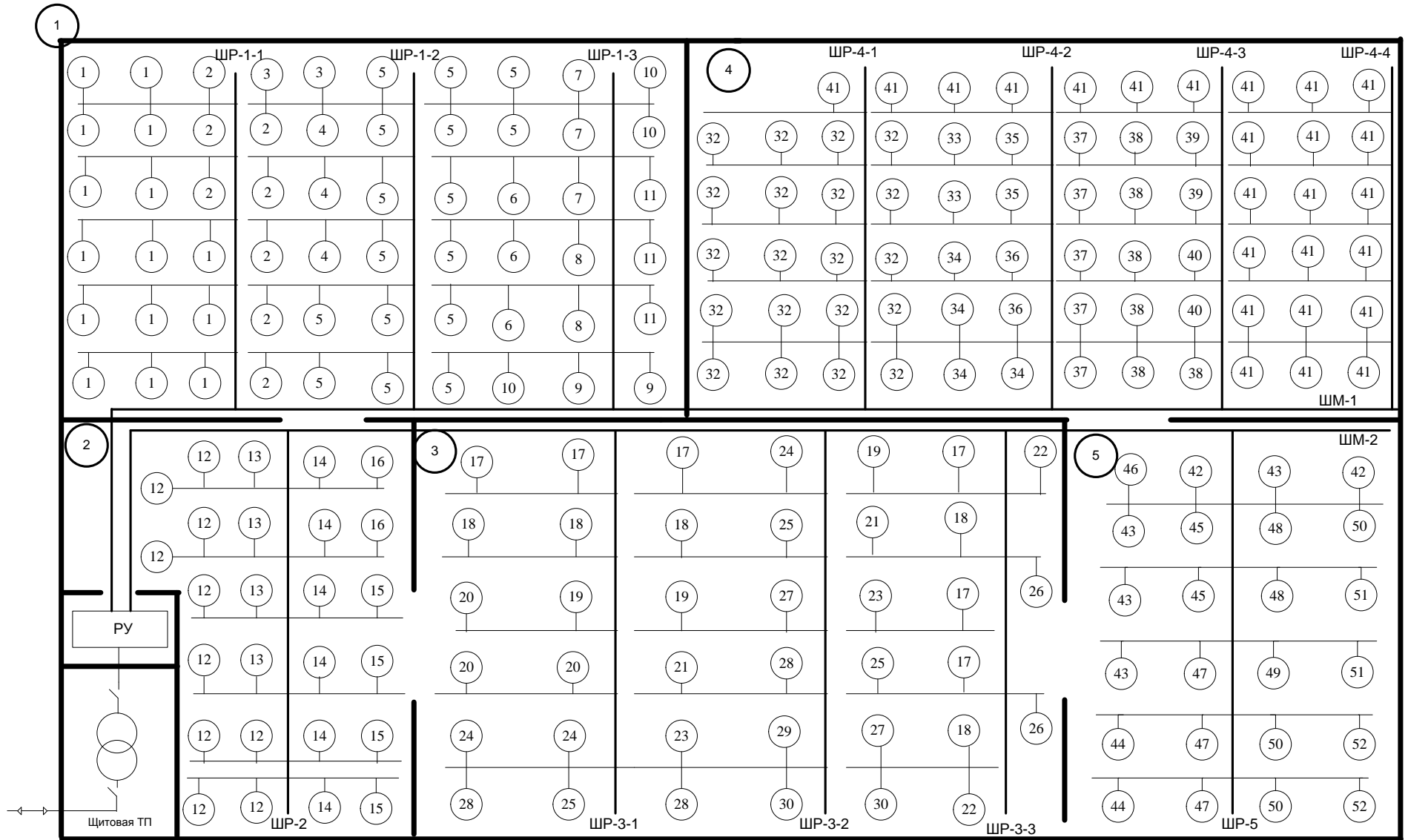


Рисунок 1.1 - План подключения электроприемников в РМЦ

Таблица 1.2 – Расчет нагрузок ремонтно-механического цеха

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _{ра}	P _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВ·А	I _р , А
по заданию технологов				по справочным данным			K _и ·P _н	K _и ·P _н ·tgφ	n·p _н ²						
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		K _и	коэффициент реактивной мощности										
		одного ЭП, p _н	общая, P _н =n·p _н		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШМ-1															
Намоточное отделение															
ШР-1-1															
Станок намоточный	15	1,1	16,5	0,70	0,85	0,62	11,55	7,16	18,15						
Станок намоточный	3	2,4	7,2	0,70	0,85	0,62	5,04	3,12	17,28						
Итого	18	3,50	63,0	0,26	0,85	0,62	16,59	10,28	220,50	18	1	16,59	10,28	19,52	28,17
ШР-1-2															
Станок намоточный	5	2,4	12,0	0,70	0,85	0,62	8,40	5,21	28,80						
Автомат намоточный	2	3,3	6,6	0,70	0,75	0,88	4,62	4,07	21,78						
Станок перемоточный	3	3,0	9,0	0,78	0,70	1,02	7,02	7,16	27,00						
Станок оплеточный	8	0,6	4,8	0,70	0,85	0,62	3,36	2,08	2,88						
Итого															
ШР-1-3															
Станок оплеточный	7	0,6	4,2	0,70	0,85	0,62	2,94	1,82	2,52					2,94	
Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,30	0,80	0,75	6,75	5,06	168,75					6,75	
Тельфер электрический	3	2,8	8,4	0,15	0,50	1,73	1,26	2,18	23,52					1,26	
Ванна для лужения	2	10	20,0	0,70	0,80	0,75	14,00	10,50	200,00					14,00	
Установка сатураторная	2	2,2	4,4	0,57	0,85	0,62	2,51	1,55	9,68					2,51	
Электрокипятильник	2	3,0	6,0	0,70	0,80	0,75	4,20	3,15	18,00					4,20	
Вентилятор	3	14,0	42,0	0,70	0,85	0,62	29,40	18,22	588,00					29,40	
Итого	22	40,1	882,2	0,55	0,78	0,83	61,06	42,49	35376,22	22	1	61,06	42,49	74,39	107,37
Окрасочное отделение															
ШР-4-1															
Насос	15	5,0	75,0	0,70	0,85	0,62	52,5	32,54	375						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,60	0,80	0,75	4,5	3,38	56,25						
Итого	16	12,5	200,0	0,65	0,83	0,69	57	35,91	2500	16	1	57,00	35,91	67,37	97,24
ШР-4-2															
Вентилятор	3	7,5	22,5	0,60	0,80	0,75	13,5	10,13	168,75						
Насос	5	5,0	25,0	0,70	0,85	0,62	17,5	10,85	125,00						
Конвейер цепной	2	1,6	3,2	0,25	0,45	1,98	0,8	1,59	5,12						
Краскомешалка	4	0,6	2,4	0,50	0,75	0,88	1,2	1,06	1,44						
Камера сушильная	2	13,0	26	0,50	0,85	0,62	13	8,06	338,00						
Транспортер	2	2,2	4,4	0,70	0,83	0,67	3,08	2,07	9,68						
Итого	18	30,0	538,2	0,54	0,76	0,87	49,08	33,74	16092,18	18	1	49,08	33,74	59,56	85,97

Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Лист

25

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШР-4-3															
Вентилятор	3	7,5	22,5	0,60	0,80	0,75	13,5	10,13	168,75						
Камера приточная	5	10,0	50,0	0,50	0,85	0,62	25	15,49	500,00						
Нагреватель	6	24,0	144,0	0,50	0,85	0,62	72	44,62	3456,00						
Вакуум-насос	2	17,0	34,0	0,80	0,75	0,88	27,2	23,99	578,00						
Вакуум-фильтр	2	17,0	34,0	0,80	0,80	0,75	27,2	20,40	578,00						
Итого	18	75,5	1359,0	0,64	0,81	0,75	164,9	114,62	102604,50	18	1	164,90	114,63	200,83	289,87
ШР-4-4															
Вентилятор	18	7,5	135,0	0,60	0,80	0,75	81	60,75	1012,50						
Итого	18	7,5	135,0	0,6	0,8	0,75	81	60,75	1012,50	18	1	81,00	60,75	101,25	146,14
Итого по ШМ-1	128		749,1	0,60	0,61	0,70	453,028	316,33	8498,85	66	0,8	362,42	316,33	481,06	694,34
ШМ-2															
Отделение пропитки (ШР-2)															
Однофазные электроприемники	10	27,5	275,0	0,67	0,92	0,43	184,30	78,49	7562,50						
Насос	4	3,0	12,0	0,70	0,85	0,62	8,40	5,21	36,00						
Вентилятор	6	10,0	60,0	0,65	0,80	0,75	39,0	29,25	600,00						
Конвейер	4	2,8	11,2	0,65	0,65	1,17	7,30	8,51	31,36						
Кранбалка	2	5,3	10,6	0,10	0,50	1,73	1,10	1,84	56,18						
Итого	26	48,6	368,8	0,65	0,62		239,90	123,29	8286,04	16	1	239,99	123,29	269,81	389,43
Механическое отделение															
ШР-3-1															
Станок токарно винторезный	2	9,0	18,0	0,12	0,50	1,73	2,16	3,74	162,00						
Станок токарно-строгальный	2	14,0	28,0	0,12	0,50	1,73	3,36	5,82	392,00						
Станок вертикально фрезерный	1	9,0	9,0	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	81,00						
Станок горизонтально-фрезерный	3	6,9	20,7	0,17	0,65	1,17	3,52	4,11	142,83						
Станок сверлильный	2	8,5	17,0	0,12	0,40	2,29	2,04	4,67	144,50						
Станок шлифовальный	1	6,9	6,9	0,20	0,65	1,17	1,38	1,61	47,61						
Пресс гидравлический	1	2,8	2,8	0,17	0,65	1,17	0,48	0,56	7,84						
Итого	12	57,0	685,2	0,15	0,57	1,44	104,74	150,42	39124,92	12	1	104,74	150,42	183,29	264,56
ШР-3-2															
Станок токарно винторезный	1	9,0	9,0	0,12	0,50	1,73	1,08	1,87	81,00						
Станок токарно-строгальный	1	14,0	14,0	0,12	0,50	1,73	1,68	2,91	196,00						
Станок вертикально фрезерный	1	9,0	9,0	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	81,00						
Станок продольно-строгальный	1	14,0	14,0	0,12	0,40	2,29	1,68	3,85	196,00						
Станок токарно-карусельный	1	50,0	50,0	0,12	0,50	1,73	6,00	10,39	2500,00						
Станок сверлильный	1	8,5	8,5	0,12	0,40	2,29	1,02	2,34	72,25						
Станок шлифовальный	1	6,9	6,9	0,20	0,65	1,17	1,38	1,61	47,61						
Пресс-ножницы	1	9,0	9,0	0,45	0,65	1,17	4,05	4,73	81,00						
Пресс гидравлический	2	2,8	5,6	0,17	0,65	1,17	0,95	1,11	15,68						
Стенд испытательный	1	20,0	20,0	0,80	0,75	0,88	16,00	14,11	400,00						
Кран-балка	1	6,7	6,7	0,10	0,50	1,73	0,67	1,16	44,89						
Итого	12	150,0	1798,8	0,23	0,56	1,48	407,18	603,83	269640,12	12	1	407,18	603,83	728,29	1051,20

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШР-3-3															
Станок токарно винторезный	3	9,0	27,0	0,12	0,50	1,73	3,24	5,61	243,00						
Станок токарно-строгальный	2	14,0	28,0	0,12	0,50	1,73	3,36	5,82	392,00						
Станок вертикально фрезерный	1	9,0	9,0	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	81,00						
Станок продольно-строгальный	1	14,0	14,0	0,12	0,40	2,29	1,68	3,85	196,00						
Станок поперечно-строгальный	1	4,5	4,5	0,12	0,40	2,29	0,54	1,24	20,25						
Станок токарно-карусельный	1	50,0	50,0	0,12	0,50	1,73	6,00	10,39	2500,00						
Станок шлифовальный	1	6,9	6,9	0,20	0,65	1,17	1,38	1,61	47,61						
Агрегат сварочный	1	9,0	9,0	0,40	0,50	1,73	3,60	6,24	81,00						
Пресс-ножницы	1	9,0	9,0	0,45	0,65	1,17	4,05	4,73	81,00						
Кран-балка	1	6,7	6,7	0,10	0,50	1,73	0,67	1,16	44,89						
Итого	13	132,0	1717,3	0,19	0,53	1,62	329,72	534,53	226855,33	13	1,0	329,72	534,53	628,04	906,49
Ремонтное отделение (ШР-5)															
Установка сварки пленок	2	3,0	6,0	0,50	0,95	0,33	3,00	0,99	18,00						
Станок токарный	4	7,3	29,2	0,17	0,65	1,17	4,96	5,80	213,16						
Ванна обезжиривания	2	18,0	36,0	0,60	0,80	0,75	21,60	16,20	648,00						
Ванна для смазки	2	16,0	32,0	0,60	0,70	1,02	19,20	19,59	512,00						
Ванна масляная	2	4,0	8,0	0,60	0,80	0,75	4,80	3,60	32,00						
Насос	3	2,2	6,6	0,70	0,80	0,75	4,62	3,47	14,52						
Агрегат отопительный	2	3,0	6,0	0,65	0,50	1,73	3,90	6,75	18,00						
Кран мостовой	1	34,5	34,5	0,70	0,65	1,17	24,15	28,23	1190,25						
Вентилятор	3	7,5	22,5	0,65	0,80	0,75	14,625	10,97	168,75						
Тепловая завеса	2	18,0	36,0	0,50	0,65	1,17	18,00	21,04	648,00						
Электропривод ворот	2	2,8	5,6	0,50	0,75	1,75	2,80	4,90	15,68						
Итого	25	116,3	222,4	0,55	0,73	1,03	121,65	121,55	3478,36	14	1,0	121,66	121,55	171,97	248,22
Итого по ШМ-2	90		1023,90	0,43	0,46	0,82	442,35	362,94	20245,61	52	0,7	309,64	362,94	477,08	688,61
Итого по цеху	218	483,0	1773,0	0,51	0,69	0,76	895,37	679,27	28744,46	109	0,7	626,76	679,27	924,25	1334,00
Осветительная нагрузка при $P_{\text{осв}} = 0,015 \text{ кВт/м}^2; F_{\text{ц}} = 1815 \text{ м}^2;$				0,80	0,70	1,00						21,78	21,78		
Итого с учетом освещения												648,54	701,05	955,03	1348,47

Для рассматриваемого цеха: $K_{\text{CocB}} = 0,8$; $P_{\text{YocB}} = 0,015 \text{ кВт/м}^2$; $F_{\text{Ц}} = 1815 \text{ м}^2$;
 $\text{tg}\varphi_{\text{ocB}} = 1$; $\cos\varphi_{\text{ocB}} = 0,7$.

Тогда с учетом (1.18), (1.19):

$$P_{\text{PocB}} = 0,8 \cdot 0,015 \cdot 1815 = 21,78 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{PocB}} = 21,78 \cdot 1 = 21,78 \text{ квар.}$$

Просуммировав расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха S_p :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{PocB}})^2 + (Q_p + Q_{\text{PocB}})^2},$$

$$S_p = \sqrt{(626,76 + 21,78)^2 + (679,27 + 21,78)^2} = 955,03 \text{ кВА.}$$

1.3 Расчет низковольтной нагрузки 0,4 кВ по предприятию

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

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

Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{\text{ИА}}$ и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ по цехам задаются в исходных данных.

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

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

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

Реактивная мощность силовой нагрузки находится по формуле:

$$Q_{\text{р.сил}} = K_{\text{ра}} \cdot K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (1.21)$$

К примеру, для оранжереи (Цех № 1), который, в виду относительно малой установленной мощности, в разделе № 3 планируется питать от НРП:

$P_{\text{н}} = 495 \text{ кВт}$; $n_3 = 40$; $K_{\text{и}} = 0,85$; $\cos\varphi = 0,9$ ($\text{tg}\varphi = 0,48$). Согласно [5, табл.2] $K_p = 0,85$.

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

По формуле (1.20):

$$P_{p.c} = 0,85 \cdot 0,85 \cdot 495 = 357,64 \text{ кВт};$$

По формуле (1.21)

$$Q_{p.сил} = 0,85 \cdot 0,85 \cdot 495 \cdot 0,48 = 173,21 \text{ квар.}$$

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

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

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

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

$P_{y.o.}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт. Определяется согласно [6, табл 4.16]. Для оранжереи

$$P_{y.o} = 0,01 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2};$$

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м^2 . Определяется графическим путем по исходным данным. Для склада запасных частей $F_{ц} = 6570 \text{ м}^2$;

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки:

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

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

По формулам (1.22) и (1.23):

$$P_{p.o} = 0,85 \cdot 0,01 \cdot 6570 = 55,85 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o} = 55,85 \cdot 1 = 55,85 \text{ квар.}$$

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

Расчетная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле (1.17) и по формуле (1.19)

Для оранжереи:

$$S_p = \sqrt{(357,64 + 173,21)^2 + (248,90 + 55,85)^2} = 472,69 \text{ кВА.}$$

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Таблица 1.3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов	пэ	Рном, кВт	Киa	cosφ	tgφ	Рс, кВт	Qс, квар	Кра	Рр, кВт	Qр, квар	Fc, м^2	Руд.осв., кВт/м^2	cosφ	tgφ	Косв.	Рр.осв., кВт	Qр.осв., квар	Рр+Рр.осв., кВт	Qр+Qр.осв., квар	Sp, кВА
Низковольтная нагрузка																				
Оранжерея	40	495	0,85	0,90	0,48	420,75	239,74	0,85	357,64	173,21	6570	0,010	0,7	1	0,85	55,85	55,85	413,48	229,06	472,69
Центральная заводская лаборатория	94	1325	0,40	0,65	1,17	530,00	1549,10	0,70	371,00	1549,10	14140	0,015	0,7	1	0,85	180,29	180,29	551,29	1729,38	1815,12
Трубопрокатный цех №1	144	3570	0,65	0,80	0,75	2320,50	2677,50	0,80	1856,40	2677,50	22798	0,015	0,7	1	0,85	290,67	290,67	2147,07	2968,17	3663,33
РМЦ	109	1773	0,51	0,69	1,05	895,37	676,84	0,70	626,76	676,84	1815	0,015	0,7	1	0,85	21,78	21,78	648,54	701,05	955,03
Бытовые и цех контрольно-измерительных приборов	43	305	0,45	0,70	1,02	137,25	311,16	1,00	137,25	311,16	12650	0,015	0,7	1	0,85	161,29	161,29	298,54	472,45	558,87
Водонасосная	20	1910	0,80	0,85	0,62	1528,00	1183,71	0,90	1375,20	1183,71	2576	0,010	0,7	1	0,85	21,90	21,90	1397,10	1205,61	1845,36
Гараж	14	405	0,35	0,60	1,33	141,75	540,00	1,05	148,84	540,00	1782	0,010	0,7	1	0,85	15,15	15,15	163,98	555,15	578,86
Трубопрокатный цех №2	228	8400	0,60	0,80	0,75	5040,00	6300,00	0,80	4032,00	6300,00	5950	0,015	0,7	1	0,85	75,86	75,86	4107,86	6375,86	7584,60
Трубопрокатный цех №3	78	2960	0,60	0,85	0,62	1776,00	1834,44	0,80	1420,80	1834,44	10057	0,015	0,7	1	0,85	128,23	128,23	1549,03	1962,67	2500,31
Транспортный цех	29	205	0,35	0,60	1,33	71,75	273,33	1,00	71,75	273,33	1100	0,015	0,7	1	0,85	14,03	14,03	85,78	287,36	299,89
Освещение тер-ии											229690	0,002	0,7	1	0,85	390,47	390,47	390,47	390,47	552,21
Итого (0,4 кВ)	799	21348	0,56	0,74	0,90	12870,23	16768,86	0,75	9652,67	16768,86	79438	0,012	0,7	1	0,85	1356,86	1356,86	11760,70	18059,20	21551,07

1.4 Расчет высоковольтной нагрузки 10 кВ по предприятию

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

$$P_{pBB} = \sum_{i=1}^m K_{наi} \cdot P_{ни}, \quad (1.24)$$

$$Q_{pBB} = \sum_{i=1}^m K_{наi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.25)$$

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

В данной квалификационной работе планируется осуществлять электроснабжение высоковольтной нагрузки от отдельных высоковольтных РП. Тогда средневзвешанный коэффициент использования $K_{и}$ будет равен коэффициенту использования одного двигателя.

Для синхронных двигателей по формуле (1.19)

$$P_{н} = 4 \cdot 4000 = 16000 \text{ кВт};$$

Согласно [5, табл.3] для четырех присоединений при средневзвешанном коэффициенте использования $K_{и} = 0,85$ коэффициент одновременности максимумов $K_{о,м} = 1$. Тогда по формулам (1.31) и (1.32):

$$P_{pCD} = 1 \cdot 0,85 \cdot 16000 = 13600 \text{ кВт};$$

$$Q_{pCD} = 1 \cdot 0,85 \cdot 16000 \cdot 0,48 = 7749,15 \text{ квар.}$$

По формуле (1.24):

$$S_p = \sqrt{(13600)^2 + (7749,15)^2} = 15652,78 \text{ кВА.}$$

Аналогичные расчеты проводятся и для остальных двигателей. Результаты расчетов приведены в таблице 1.4.

1.5 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограммой нагрузок является ген. план предприятия, на котором размещены окружности. Центр каждой окружности совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов соответствуют расчетным активным нагрузкам. Каждая окружности состоит из секторов, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением выше 1000 В, электроприемников напряжением до 1000 В и электрического освещения. [9]. Из исходных данных невозможно установить расположение электроприемников в цехах поэтому примем, что центры электрических нагрузок цехов совпадают с физическими центрами цехов.

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Таблица 1.4 – Расчет высоковольтной нагрузки

Наименование цехов	n_3	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$K_{\text{на}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_c, \text{кВт}$	$Q_c, \text{квар}$	$K_{\text{па}}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
Трубопрокатный цех №2 (СД)	4	4000	0,85	0,90	0,48	13600	7749,15	1,0	13600	7749,15	15652,78
Трубопрокатный цех №3 (СД)	6	1600	0,80	0,85	0,62	7680	5949,55	1,0	7680	5949,55	9714,91
Итого (10 кВ):	10	5600	0,83	0,87	0,55	21280	13698,70	1,0	21280	13698,70	25307,96

Изм.
Лист
№ док.
Подпись
Дата

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Для упрощения центр нагрузок центра РМЦ будет аналогично совмещен с физическим центром цеха.

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

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (1.26)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (1.27)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблиц 1.3 и 1.4;

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

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

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2}. \quad (1.28)$$

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

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.vi} + P_{p.oi}. \quad (1.29)$$

По формуле (1.29):

$$P_{pi} = 7,75 + 0 + 14,03 = 85,78 \text{ кВт.}$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 1.5.

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет транспортный цех. Поэтому по формуле (1.28):

$$m = \frac{85,78}{\pi \cdot (5)^2} = 1,09 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Тогда для транспортного цеха по формулам (1.26) и (1.27):

$$r_i = \sqrt{\frac{85,78}{\pi \cdot 1,09}} = 5 \text{ мм};$$

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{71,75}{85,78} = 301,14^\circ;$$

$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{14,03}{85,78} = 58,86^\circ.$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 1.5.

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.30)$$

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

Используя выражения (1.30), получим:

$$X_0 = \frac{413,48 \cdot 169 + \dots + 85,78 \cdot 276}{413,48 + \dots + 85,78} = 278,7 \text{ м};$$

$$Y_0 = \frac{413,48 \cdot 662 + \dots + 85,78 \cdot 269}{413,48 + \dots + 85,78} = 324,6 \text{ м};$$

Выводы по разделу 1

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

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

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата
13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ
Лист
38

Таблица 1.5 - Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Наименование цехов	P_{pi} , кВт	$P_{p.ni}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	$P_{p.vi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	α_{ni}	α_{oi}	α_{vi}
Оранжевая	413,48	357,64	55,85		169,0	662,0	10,99	311,38	48,62	
Центральная заводская лаборатория	551,29	371,00	180,29		283,0	624,0	12,69	242,27	117,73	
Трубопрокатный цех №1	2147,07	1856,40	290,67		442,0	479,0	25,04	311,26	48,74	
РМЦ	648,54	626,76	21,78		196,0	434,0	13,84	347,30	12,70	
Бытовые и цех контрольно-измерительных приборов	298,54	137,25	161,29		373,0	336,0	9,34	165,51	194,49	
Водонасосная	1397,10	1375,20	21,90		458,0	409,0	20,20	354,36	5,64	
Гараж	163,98	148,84	15,15		277,0	393,0	6,92	326,75	33,25	
Трубопрокатный цех №2	17707,86	4032,00	75,86	13600	163,0	308,0	71,91	81,97	1,54	276,49
Трубопрокатный цех №3	9229,03	1420,80	128,23	7680	443,0	266,0	51,91	55,42	5,00	299,58
Транспортный цех	85,78	71,75	14,03		276,0	269,0	5,00	301,14	58,86	
Итого	32650,23	10403,84	966,39	21280	278,7	324,6				

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

В цеховых трансформаторных подстанциях мощность трансформаторов зависит от категории надежности электроснабжения для потребителей, величины нагрузки электроприемников, а так же от размеров площади, на которой они размещены и т.п. Как следствие при постоянной равномерно распределенной нагрузке при увеличении площади цеха должна уменьшаться единичная мощность каждого трансформатора.

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

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

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	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 $S_{ЭТ}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха 0,4 кВ, кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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

Например, принимаем решение об объединении оранжереи и центральной заводской лаборатории. Цеховая ТП будет установлена в центральной заводской лаборатории.

Полная расчетная нагрузка цехов $S_p=2183,18$ кВА, площадь цеха, где будет установлена ТП $F_{ц}=14140$ м², категория по надежности электроснабжения – вторая. Плотность нагрузки

$$\sigma = \frac{2183,18}{14140} = 0,15 \text{ кВА/м}^2,$$

То есть в соответствии с таблицей 2.1 мы должны принять единичную мощность трансформатора 1000 кВА. Следовательно, для питания первой трансформаторной подстанции, устанавливаем 2 трансформатора ТМЗ 1000 кВА.

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

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

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

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{нт}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА.

Принимается ближайшее большее целое число N трансформаторов.

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

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность Q_{1p} , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено M подстанций с числом трансформаторов n , причем мощности всех трансформаторов одинаковы.

Выводы по разделу 2

В данном разделе произведен расчет цеховых ТП, выбраны число, мощности и тип цеховых трансформаторов. Приняты трансформаторы типа ТМЗ-1000; ТМЗ-1600; ТМЗ-2500.

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Таблица 2.1– Выбор цеховых ТП

Наименование цехов и узлов СЭС	Кат	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	δ _{эт}	S _{эт} , кВА	№ ПС	Тип тр-ра	N _{т.э. min}	ΔN _т min	N _{т. min}	N _{т. опг}	S _{ном. тр.} , кВА	K _{эт. доп}	Q1 _р , квар	Q1, квар	Q _{ку} , квар	K _{эт. норм}	K _{эт. п/ав}	P _{xx}	P _{кз}	U _к	I _{xx}	P _т	Q _т	P _{р+ΔP_т} , кВт	Q _{т+ΔQ_т} , квар	S _р , кВА	
Оранжерея	3	413,4	229,0	472,6	6570																									
Центральная заводская лаборатория	2	551,2	1729,3	1815,1	14140																									
Итого	2	964,7	1958,4	2183,1	14140	0,15	1000	1	ТМЗ	1,20	0,80	2	2	1000	0,8	1276,4	1276,4	682	0,8	1,6	1,31	7,6	5,5	1,8	12,4	106,4	977,1	1382,8	1693,2	
Трубопрокатный цех №1	1	2147,0	2968,1	3663,3	22798																									
Бытовые и цех контрольно-измерительных приборов	2	298,5	472,4	558,8	12650																									
Водонасосная	2	1397,1	1205,6	1845,3	2576																									
Итого	2	3842,7	4646,2	6029,4	22798	0,26	1600	2	ТМЗ	3,40	0,60	4	4	1600	0,7	2303,0	2303,0	2343	0,7	1,4	2,80	15,0	6,0	1,0	40,6	252,2	3883,3	2555,2	4648,6	
РМЦ	2	648,5	701,0	955,0	1815												701,0													
Гараж	3	163,9	555,1	578,8	1782												555,2													
Транспортный цех	2	85,7	287,3	299,8	1100												287,4													
Итого	2	898,3	1543,5	1785,9	1815	0,98	2500	3	ТМЗ	0,5	0,50	2	2	1000	0,8	1324,0	1324,0	219	0,8	1,6	1,90	10,8	5,5	1,2	17,6	94,4	915,9	1418,4	1688,4	
Трубопрокатный цех №2	1	4107,8	6375,8		5950												6375,8													
Итого	1	4107,8	6375,8	7584,6	5950	1,27	2500	4	ТМЗ	2,35	0,65	3	4	2500	0,7	5667,9	5667,9	707	0,7	1,4	3,75	24,0	6,0	0,8	62,0	374,0	4169,9	6041,9	7341,2	
Трубопрокатный цех №3	1	1549,0	1962,6		10057												1962,6													
Итого	1	1549,0	1962,6	2500,3	10057	0,25	1600	5	ТМЗ	1,38	0,62	2	2	1600	0,7	1618,0	1618,0	344	0,7	1,4	3,75	24,0	6,0	0,8	31,0	119,6	1580,1	1737,7	2348,7	

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

3.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции

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 [12].

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла [12].:

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

где $l = 1,7$ км – длина питающей ГПП линии;

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

Сборные шины 6-10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^3 + \sum_{i=1}^M k_{\text{ИАi}} \cdot p_{\text{номi}} + \sum_{i=1}^N P_{\text{Pi}}^4 + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{ти}} \right] + \sum P_{\text{р.осв}}, \quad (3.2)$$

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

$\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^3$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электро-снабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{ИАi}} \cdot p_{\text{номi}}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^N P_{\text{Pi}}^4$ – суммарная расчетная активная мощность распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, которые питаются от данного узла 5-го уровня, кВт;

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

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

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Коэффициент одновременности максимумов $K_{ом}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$.

Остальные величины, входящие в формулу (3.2), берем из таблиц 1.2. Тогда по формуле 3.2:

$$P_{р.п.} = 0,9 \cdot (9652,67 + 21280 + 349,75) + 390,47 = 23692 \text{ кВт.}$$

Тогда по формуле (3.1)[12]:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{1,7 + 0,016 \cdot 23692} = 84,79 \text{ кВ.}$$

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

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

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

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [4];

$\Delta Q_{трГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

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

$$\Delta Q_{т.р.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{(P_{р.п.})^2 + (Q_{эс})^2}, \quad (3.5)$$

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

По формуле (3.3) – (3.5):

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

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

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

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

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п.}}{n \cdot K_{з.д}}, \quad (3.6)$$

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

											Лист
											43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ						

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

По формуле (3.6):

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

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

$$K_{з.н} = \frac{S_{р.п}}{n \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.7)$$

$$K_{з.н} = \frac{25713}{2 \cdot 25000} = 0,51.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяем по формуле (3.8):

$$K_{з.п} = \frac{S_{р.п}}{(n-1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.8)$$

По (3.8):

$$K_{з.п} = \frac{25713}{(2-1) \cdot 25000} = 1,03.$$

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

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН 25000/110

$U_{номвн}, \text{кВ}$	$U_{номнн}, \text{кВ}$	$S_{нт}, \text{МВА}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{xx}, \%$
110	10	25	25	120	10,5	0,65

Выводы по разделу 3

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

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ						44

4 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

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

Причины отказа от схемы № «4Н»:

Протяжённость линии до энергосистемы менее 3 км ($L=1,7$ км), подстанция не проходная, коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме составляет 1,03, суточный график нагрузки завода металлоконструкций имеет резко переменный характер, следовательно в случае аварии или планового ремонта, один трансформатор сможет выдержать нагрузку.

Исходя из этого, введем некоторые допущения:

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

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

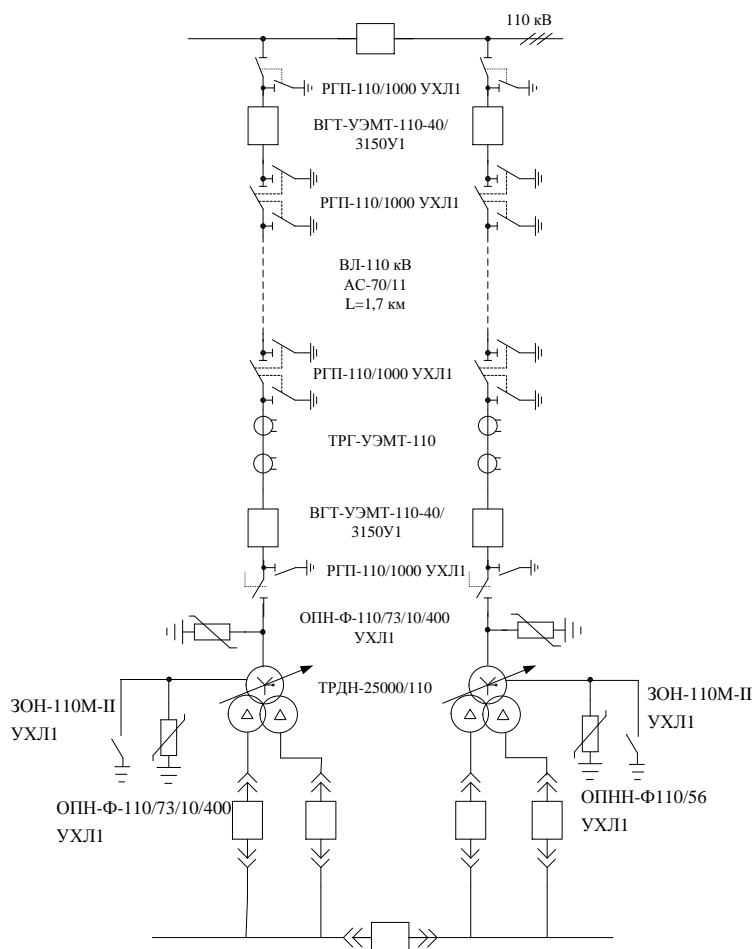


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

						Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода. Потери активной мощности определяются по формуле, аналогично (2.9):

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

Нагрузка в начале линии находится по формуле [4]:

$$S_{PЛ} = \sqrt{(P_{PП} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС}^2} \quad (4.1)$$

По (4.1):

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

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле:

$$I_{PЛ} = \frac{S_{PЛ}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (4.2)$$

где N – число цепей линии, $N=2$;

U_H – номинальное напряжение сети.

По (4.2):

$$I_{PЛ} = \frac{26589}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 69,78 \text{ А}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{П} = 2 \cdot I_{PЛ}, \quad (4.3)$$

По (4.3):

$$I_{П} = 2 \cdot 69,78 = 139,56 \text{ А.}$$

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

$$F_{Э} = \frac{I_{PЛ}}{j_{Э}} \quad (4.4)$$

где $j_{Э}$ – экономическая плотность тока, A/mm^2 .

Согласно [7] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_M = 4335$ ч., равняется $j_{Э} = 1,1 A/mm^2$.

Тогда по (4.4):

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

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

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

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

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{длит.доп}} > I_{\text{п}} \quad (4.5)$$

По (4.5):

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

Расчет токов короткого замыкания

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

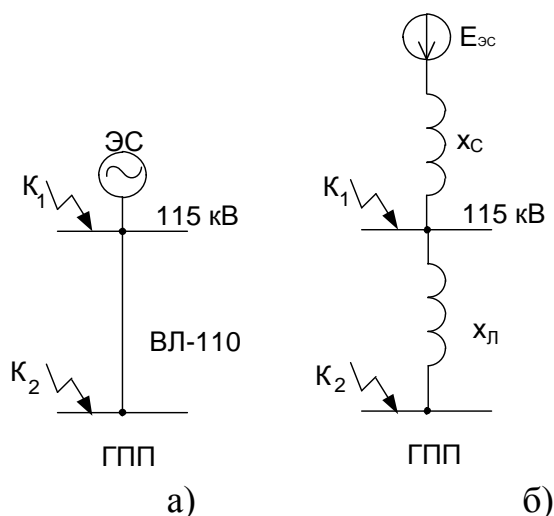


Рисунок 4.2 – Схемы для расчётов тока КЗ: а) принципиальная схема, б) схема замещения

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_C=4000$ МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных величин $S_B=1000$ МВА, $U_B=115$ кВ. Сопротивление системы в относительных единицах определяется по выражению:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (4.6)$$

Сопротивление воздушной линии в относительных единицах находится по формуле:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (4.7)$$

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

По (4.6) и (4.7):

$$x_{c*} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ Ом.}$$
$$x_{л*} = \frac{0,444 \cdot 1,7 \cdot 1000}{115^2} = 0,09 \text{ Ом.}$$

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

Ток короткого замыкания в точке 1 равен [11]:

$$I_{K1} = \frac{I_B}{x_{c*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{c*}}, \quad (4.8)$$

По (4.8):

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,25} = 12,55 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_c + x_{л})}, \quad (4.9)$$

По формуле (4.9):

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,34)} = 10,25 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (4.10)$$

где K_y – ударный коэффициент.

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

По формуле (4.10):

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [11]:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.11)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей. По [11] для точек КЗ 1 и 2: $T_{a1} = 0,03$ с; $T_{a2} = 0,05$ с.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выберем выключатель типа ВГТ-УЭТМ-110-40/3150У1.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1 по номинальному напряжению:

$$U_{с.ном} \leq U_{в.ном}, \quad (4.12)$$

2 по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{раб.утяж.}, \quad (4.13)$$

где $I_{раб.утяж.}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме.

$$I_{раб.утяж.} = \frac{K_{зп} \cdot S_{т.н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}}, \quad (4.14)$$

Тогда, согласно (4.14):

$$I_{раб.утяж.} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

3 по номинальному току электродинамической стойкости:
симметричному:

$$I_{дин} \geq I_{п0}, \quad (4.15)$$

где $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости, кА;

$I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , кА.

асимметричному:

$$i_{уд} \leq i_{дин.макс}, \quad (4.16)$$

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

4 по номинальному току отключения:
симметричному:

$$I_{пт} \leq I_{отк}, \quad (4.17)$$

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

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (4.18)$$

где β_H – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания, $\beta_H = f(\tau)$:

$$\tau = t_{рз.мин} + t_c, \quad (4.19)$$

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

Значение апериодической составляющей:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.20)$$

По (4.19)

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

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

По формуле (4.20):

Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

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

Для выключателей на вводе ГПП:

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

5 По номинальному импульсу квадратичного тока:

$$V_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = V_{к.доп}, \quad (4.21)$$

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

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

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

По (4.21):

Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

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

Для выключателей на вводе ГПП:

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

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

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Проверка данного типа разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП выполняется аналогично выключателям/

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

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

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий

Условие выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150У1	Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1
$U_{с.ном} \leq U_{в.ном}$	$U_{с.ном}=110$ кВ	$U_{в.ном} = 110$ кВ	$U_{р.ном} = 110$ кВ
$I_{раб.утяж.} \leq I_{ном}$	$I_{утяж.}=183,7$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{пт} \leq I_{ном.откл}$	$I_{пт}=12,55$ кА	$I_{ном.откл} = 40$ кА	-
$\sqrt{2}I_{п0} + I_{А,\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	21,71 кА	$I_{а.ном}=79,20$ кА	-
$I_{п0} \leq I_{дин}$	12,55 кА	$I_{дин}=40$ кА	-
$I_{уд} \leq I_{дин}$	30,53 кА	$I_{дин.макс}=102$ кА	$I_{дин}=100$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	296,89 кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² с

Таблица 4.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

Условие выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150У1	Разъединитель РГП-110/2000 УХЛ1
$U_{с.ном} \leq U_{в.ном}$	110 кВ	$U_{в.ном} = 110$ кВ	$U_{р.ном} = 110$ кВ
$I_{раб.утяж.} \leq I_{ном}$	183,7 А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{пт} \leq I_{ном.откл}$	10,25 кА	$I_{ном.откл} = 40$ кА	-
$\sqrt{2}I_{п0} + I_{А,\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	20,39 кА	$I_{а.ном}=79,20$ кА	-
$I_{п0} \leq I_{дин}$	10,55 кА	$I_{дин}=40$ кА	-
$I_{уд} \leq I_{дин}$	26,09 кА	$I_{дин.макс}=102$ кА	$I_{дин}=1000$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	166,52 кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² с

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

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТРГ-110
$U_{с.ном} \leq U_{в.ном}$	110 кВ	$U_{т.ном} = 110$ кВ
$I_{раб. утяж.} \leq I_{ном}$	183,7 А	$I_{ном} = 200$ А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	26,09 кА	$I_{дин. макс} = 40$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	166,52 кА ² · с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1600$ кА ² · с

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу [15] ОПН-Ф-110/73/10/400 УХЛ1 и ЗОН-110М-П УХЛ1.

Выводы по разделу 4

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

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

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

5.1 Выбор напряжения

При выборе напряжения распределительных сетей завода следует отталкиваться от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Основным критерием является технико-экономические показатели, среди которых наибольшее влияние приходится на приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

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

5.2 Построение схемы электроснабжения

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

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

В зависимости от величины электрических нагрузок, их размещения, плотности застройки завода, конфигурации, технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории завода производим выбор распределения электроэнергии. Выполним прокладку кабелей от ГПП до цеховых ТП в кабельных траншеях, а так же по стенам зданий. Осуществим взаимное резервирование всех цехов 1 и 2 категории. Грунт завода имеет среднюю коррозионную активность, блуждающие токи, отсутствуют колебания и растягивающие усилия, поэтому для прокладки используем кабель марки ААШв. В местах пересечения с дорогой, кабели прокладываем в блоках и трубах. В зданиях кабельные линии прокладываем открыто по стенам, в лотках и в подвале.

5.4 Технико-экономические показатели сравниваемых схем внутреннего электроснабжения

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

					<i>13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

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

Схемы возможного внутреннего электроснабжения трубопрокатного цеха №3 представлены на рисунке 5.1.

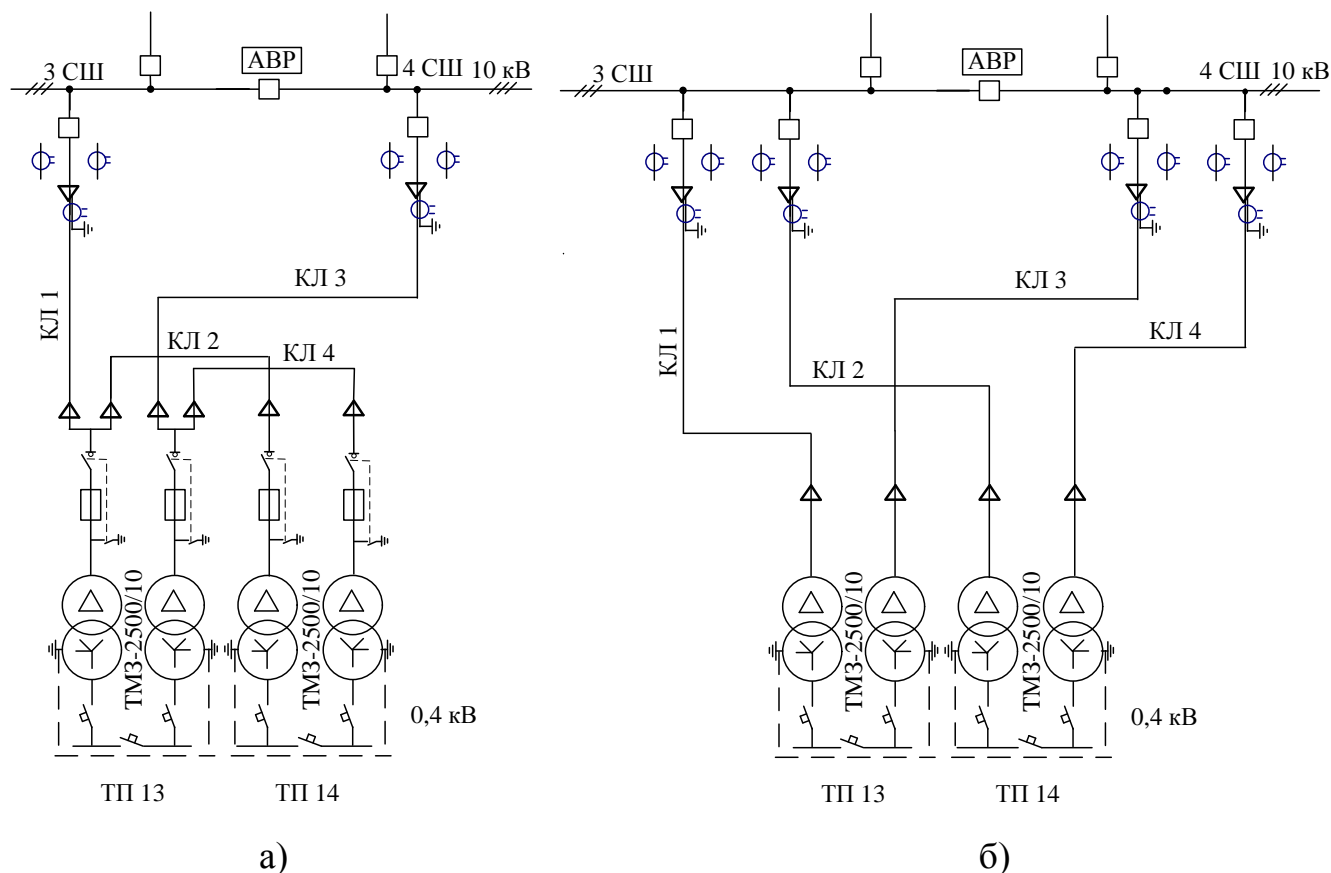


Рисунок 5.1 – Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения трубопрокатного цеха №3(а); Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения трубопрокатного цеха №3(б)

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

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (5.1)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Будем считать, что обе схемы равнонадежны. Соответственно народнохозяйственный ущерб равен нулю.

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

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

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{0i}, \quad (5.2)$$

Коэффициент E_i может быть определен по [14].

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

$$K_i = K_{справ} \cdot K_{дефл} \cdot K_{НДС}, \quad (5.3)$$

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

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

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

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

Стоимость потерь электроэнергии в общем виде:

$$C_{\text{э}} = \Delta A_{\text{л}} \cdot C_0, \quad (5.4)$$

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

C_0 – стоимость электроэнергии, руб/кВт · ч.

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

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

Ток расчетный находим по выражению (4.2):

$$I_{\text{р.л}} = \frac{\sqrt{1549,03^2 + 1962,67^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 72,17 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{п}} = 72,17 \cdot 2 = 144,36 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока.

Согласно [7] для кабелей с изоляцией с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами и T_M менее 5000 ч/год $j_{\text{э}}=1,2$ А/мм², тогда по (4.4):

$$F_{\text{э}} = \frac{72,17}{1,1} = 65 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель марки ААШв по [16], примем сечение 70 мм² и проверим его. Длительно допустимый ток равен $I_{\text{длит.доп}} = 190$ А, при прокладке по воздуху.

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Учитывая требования [7] длительно допустимый с учетом условий прокладки определяется по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.л}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. Учитывая то, что кабель проложен в земле, по [13, 2.3.86, табл. 1.3.26;] $K_{\text{п}} = 0,75$;

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

По (5.5):

$$I'_{\text{доп}} = 0,75 \cdot 1,1 \cdot 190 = 159,9 \text{ A} \geq 72,17 \text{ A}.$$

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

$$I'_{\text{АВ}} = K_{\text{АВ}} \cdot I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{п}}, \quad (5.6)$$

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

Коэффициент предварительной загрузки кабеля определяется:

$$K_{\text{з.кл}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{I'_{\text{доп}}}, \quad (5.7)$$

По (5.7):

$$K_{\text{з.кл}} = \frac{72,17}{159,9} = 0,45.$$

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

По условию (5.6):

$$I'_{\text{АВ}} = 1,25 \cdot 159,9 = 199,9 \text{ A} \geq 144,36 \text{ A}.$$

Согласно [16], погонные параметры данного кабеля: $r_0=0,443 \text{ Ом/км}$; $x_0=0,099 \text{ Ом/км}$. Длину кабельной линии определим по генплану, $L = 0,452 \text{ км}$.

Потери электроэнергии, равны:

$$\Delta A_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.8)$$

$$\Delta A_{\text{кл.з}} = 2 \cdot (3 \cdot 72,17^2 \cdot 0,443 \cdot 2722,66 \cdot 0,452) = 34289 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Проверим выбранный кабель по потерям напряжения.

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

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

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot x_0 \cdot L}{N \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (5.9)$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля.
 x_0 - удельное индуктивное сопротивление кабеля.

$$\Delta U = \frac{1549,03 \cdot 0,443 \cdot 0,452 + 1962,67 \cdot 0,099 \cdot 0,452}{2 \cdot 10^2 \cdot 1000} \cdot 100\% = 3,317\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

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

Тепловой импульс тока КЗ можно определить по выражению:

$$W_k = I_{K_3}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \leq I_{KO}^2, \quad (5.10)$$

где I_{KO} – допустимый ток односекундного короткого замыкания кабеля.

Для сечения 50 мм^2 , $I_{KO} = 8,9 \text{ кА}$.

Время отключения по (4.19) равно:

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

Из раздела [6] ток $I_{K_3} = 9,117 \text{ кА}$.

Тогда, согласно (5.10):

$$W_k = (9,115)^2 \cdot (0,53 + 0,12) \leq (8,9)^2, \\ 54 (\text{кА})^2 \leq 79,2 (\text{кА})^2.$$

Окончательно принимаем для КЛ1 и КЛ3 кабель ААШв-3х50.

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

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

Стоимость потерь электроэнергии для обоих вариантов будем находить по выражению (5.4):

$$C_{\Sigma 1} = (\Delta A_{\text{КЛ1,3}} + \Delta A_{\text{КЛ2,4}}) \cdot C_0,$$

$$C_{\Sigma 2} = (\Delta A_{\text{КЛ1,3}} + \Delta A_{\text{КЛ2,4}}) \cdot C_0,$$

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

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Таблица 5.1 – Экономические показатели магистральной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, год ⁻¹	Затраты, КЕ, тыс. руб./год	Потери электроэнергии, кВт ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб/год.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2,00	160	1525,5	0,193	294,4	-	-
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ГПП – ТП13	км	0,65	2100	2102,3	0,152	319,5	26211	67,5
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ТП13 – ТП14	км	0,10	2100	991,1	0,152	150,6	6188	15,9
Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4,00	85	1620,8	0,193	312,8	-	-
Предохранитель	шт.	4,00	-	2,3	0,193	1,77	-	-
Выключатель нагрузки	шт.	4,00	-	14	0,193	10,8	-	-
Выключатель автоматический	шт.	2,00	-	95	0,193	36,6	-	-
Итого						1126		83,4

Таблица 5.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, год ⁻¹	Затраты, КЕ, тыс. руб/год.	Потери электроэнергии, кВт ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб/год.
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	4	160	3051	0,193	588,8	-	-
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ГПП – ТП13	км	0,65	2100	2102,3	0,152	319,5	13126	33,8
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ГПП – ТП14	км	0,309	2100	3093,4	0,152	470,2	19313	49,8
Выключатель автоматический	шт.	4	-	95	0,193	73,34	-	-
Итого						1451,8		83,6

Согласно выражению (5.1):

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

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

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

5.5 Расчет питающих линий

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

Выводы по разделу 5

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

					<i>13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

Таблица 5.3- Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	K _п	K _t	Γ _{доп} , А	K _{ав}	Γ _{ав} , А	L, км	γ ₀ , Ом/км	χ ₀ , Ом/км	ΔU, %
										норм реж.	п/а реж.										
ГПП - ТП-1	964,77	1958,44	2183,18	63,02	57,29	95	ААШв	2	В траншее	63,02	126,05	240	0,75	1,1	202,0	1,25	252,5	0,066	0,329	0,060	0,239
ГПП - ТП-2	3842,71	4646,23	6029,42	174,05	158,23	185	ААШв	2	В траншее	174,05	348,11	371	0,75	1,1	312,2	1,25	390,2	0,298	0,170	0,079	2,534
ГПП - ТП-3	898,30	1543,56	1785,92	51,56	46,87	50	ААШв	2	В траншее	51,56	103,11	170	0,75	1,1	143,1	1,25	178,8	0,095	0,620	0,083	0,542
ГПП - ТП-4	4107,86	6375,86	7584,60	218,95	199,04	240	ААШв	2	В траншее	218,95	437,90	440	0,92	1,1	454,2	1,25	567,7	0,215	0,130	0,059	1,627
ГПП - ТП-5	1549,03	1962,67	2500,31	72,18	65,62	70	ААШв	2	В траншее	72,18	144,36	190	0,75	1,1	159,9	1,25	199,9	0,452	0,443	0,099	3,317
ТП1-НРП1	413,48	229,06	472,69	27,29	24,81	25	ААШв	1	В траншее	27,29	-	150				-	-	0,104	0,370	0,063	0,174
ТП2-НРП2	298,54	472,45	558,87	32,27	29,33	35	ААШв	1	В траншее	32,27	-	172				-	-	0,020	0,530	0,064	0,053
ТП2-НРП3	1397,10	1205,61	1845,36	106,54	96,86	95	ААШв	1	В траншее	106,54	-	240				-	-	0,005	0,330	0,060	0,000
ТП3-НРП4	163,98	555,15	578,86	33,42	30,38	35	ААШв	1	В траншее	33,42	-	172				-	-	0,100	0,530	0,064	0,122
НРП4-НРП5	249,76	842,51	878,75	50,73	46,12	50	ААШв	1	В траншее	50,73	-	170				-	-	0,153	0,620	0,083	0,344
ГПП-СД1,СД4	3400,00	1937,29	3913,19	225,93	205,39	240	ААШв	1	В траншее	225,93	-	440				-	-	0,273	0,130	0,059	1,519
ГПП-СД5,СД10	1280,00	991,59	1619,15	93,48	84,98	95	ААШв	1	В траншее	93,48	-	240				-	-	0,520	0,329	0,060	2,499

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходимо производить с помощью типовых кривых. Нужно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей будем производить приближенно и допустим, что она будет максимальной в рассматриваемой точке электрической сети. Мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии многократно превышает мощность, потребляемую предприятием, следовательно допускаем, что периодическая составляющая тока короткого замыкания от энергосистемы неизменная во времени: $I_K = I_{П0} = I_{Пт}$.

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

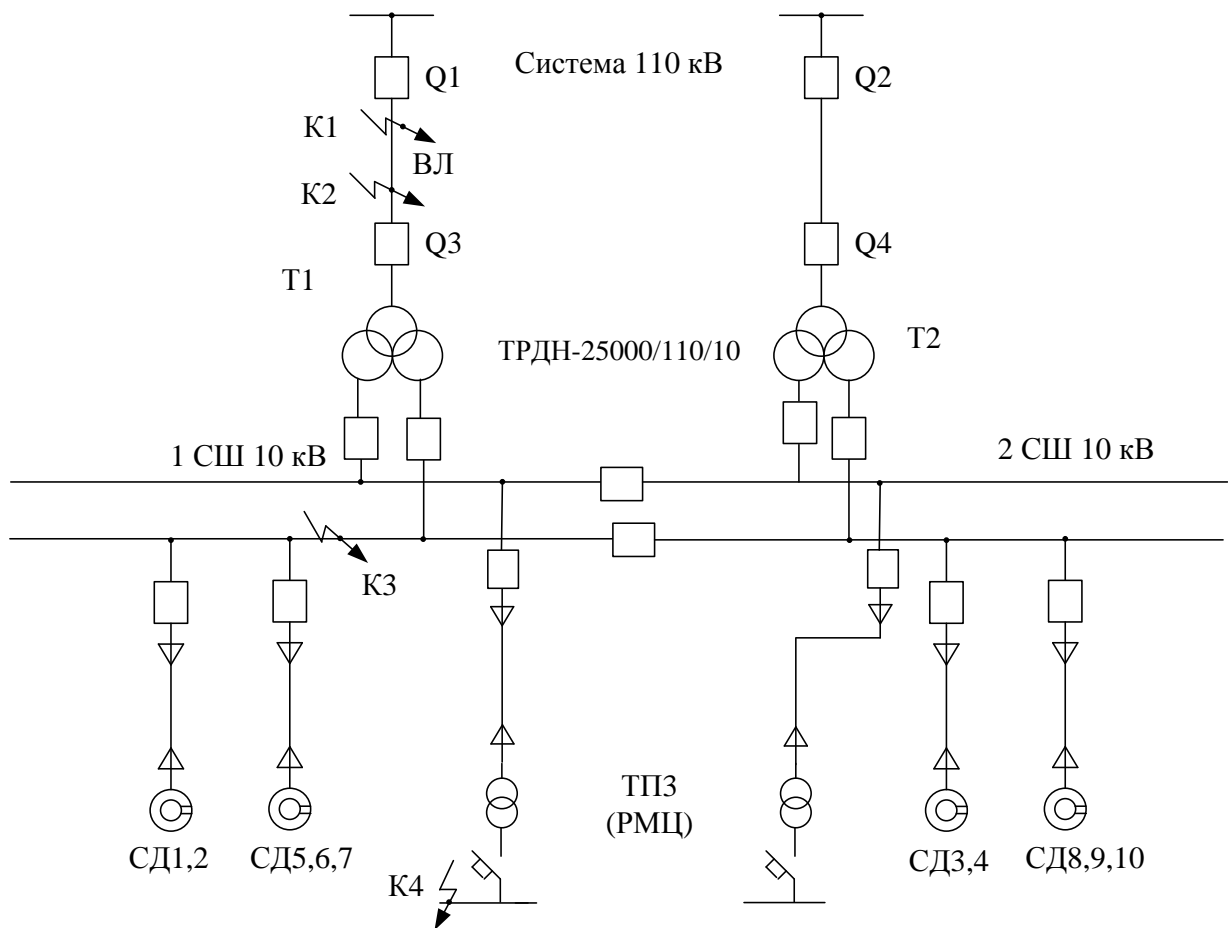


Рисунок 6.1 - Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчёта токов КЗ

Токи короткого замыкания в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения ТП, установленной в рассматриваемом цехе, а именно РМЦ и на шинах высокого напряжения ТП, установленной в рассматриваемом цехе.

					Лист
					61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Необходимо рассчитать режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Расчет производим при выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания. В этом режиме, один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть питания электроприемников происходит от одного трансформатора. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2). Значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках K_1 и K_2 можно принять из расчета, произведенного нами ранее:

$$I_{K1} = 12,55 \text{ кА}; i_{уд1} = 30,53 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 10,25 \text{ кА}; i_{уд2} = 26,09 \text{ кА};$$

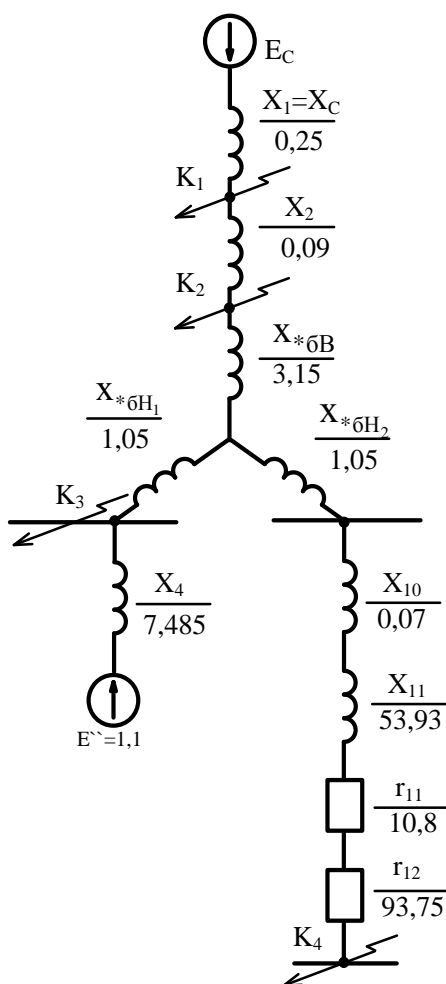


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

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

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_B}{S_{кзс}}, \quad (6.1)$$

где $S_{кзс}=4000$ МВА – мощность короткого замыкания системы.

Тогда по формуле 6.1:

$$x_c = x_1 = \frac{1000}{4000} = 0,25$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{ср1}^2}, \quad (6.2)$$

где $U_{ср1}=115$ кВ – среднее напряжение воздушной линии 110кВ.

По 6.2:

$$x_2 = 0,444 \cdot 1,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,09$$

Сопротивление трансформатора со стороны ВН:

$$x_{*бВ} = \frac{1}{100} \cdot (x_{ВН} - \frac{x_{Н1-Н2}}{2}) \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (6.3)$$

По 6.3:

$$x_{*бВ} = \frac{1}{100} \cdot (10,5 - \frac{5,25}{2}) \cdot \frac{1000}{25} = 3,15$$

Сопротивление обмоток низшего напряжения:

$$x_{*бН1} = x_{*бН2} = \frac{1}{100} \cdot \frac{x_{Н1-Н2}}{2} \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (6.4)$$

По 6.4:

$$x_{*бН1} = x_{*бН2} = \frac{1}{100} \cdot \frac{5,25}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 1,05,$$

Сопротивление кабельных линий, питающих двигателя:

$$x_{кЛі} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{ср2}^2}, \quad (6.5)$$

где $U_{ср2}=10,5$ кВ – среднее напряжение кабельной линии 10 кВ.

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Сопротивление кабельной линии КЛ до СД 1-4:

$$x_{\text{КЛ1}} = 0,059 \cdot 0,273 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,3$$

Сопротивление кабельной линии КЛ до СД 5-10:

$$x_{\text{КЛ2}} = 0,06 \cdot 0,52 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,14$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{\text{СД}} = \frac{S_{\text{Б}} \cdot x''}{P_{\text{нд}} / \cos \varphi}, \quad (6.6)$$

где x'' – сверхпереходное сопротивление по продольной оси [1, табл. 2.48];
 $P_{\text{нд}}$ – номинальная мощность двигателя;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя.

Сопротивление синхронных двигателей 1-4:

$$x_{\text{СД1-4}} = \frac{1000 \cdot 0,206}{4 / 0,9} = 46,39$$

Сопротивление синхронных двигателей 5-10:

$$x_{\text{СД5-10}} = \frac{1000 \cdot 0,238}{1,6 / 0,85} = 126,59$$

На рисунке 6.3 представим схему замещения для расчета тока КЗ в точке К₃.

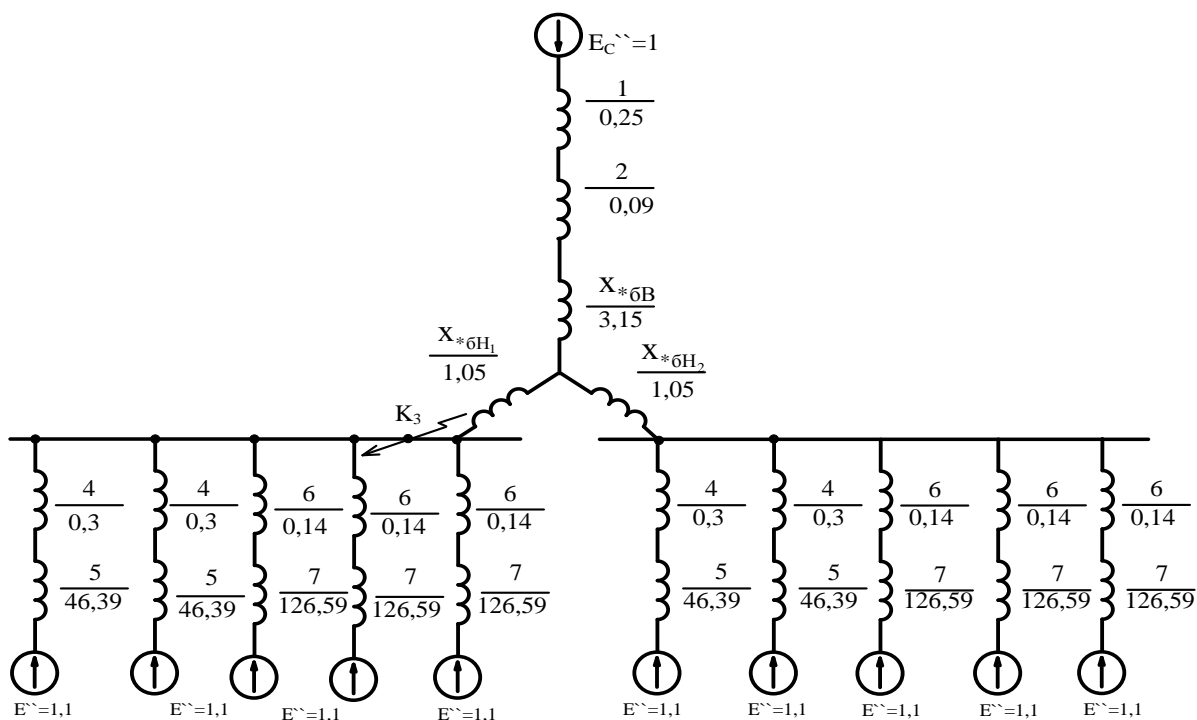


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

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

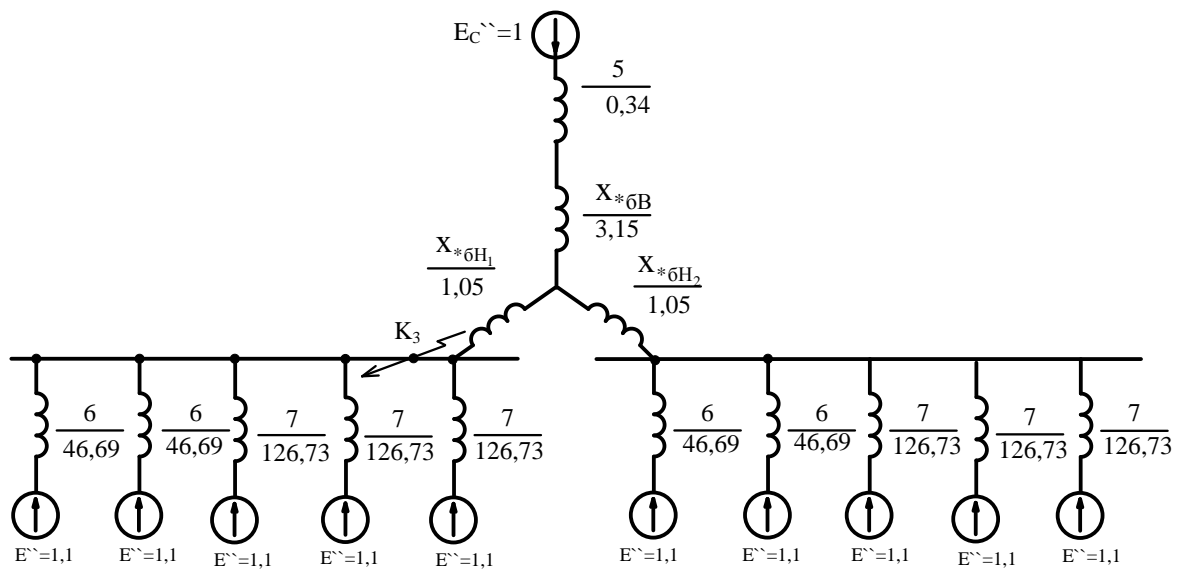


Рисунок 6.4 – Результаты преобразования схемы

Параллельные ветви 6 могут быть преобразованы в эквивалентные с помощью формул [1, табл. 2.43]:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \frac{E_3}{X_3} + \frac{E_4}{X_4}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}, \quad (6.7)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}, \quad (6.8)$$

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

По формулам (6.5) и (6.6) для ветвей 6:

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

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

$$X_{CD(1-2)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{CD}} + \frac{1}{X_{CD}}} = \frac{X_{CD}}{2} = \frac{46,39}{2} = 23,19$$

Суммарное сопротивление кабельных линий КЛ и двигателей СД5-6 и СД8:

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

$$X_{CD(5-6)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{CD}} + \frac{1}{X_{CD}}} = \frac{X_{CD}}{2} = \frac{126,59}{2} = 63,29$$

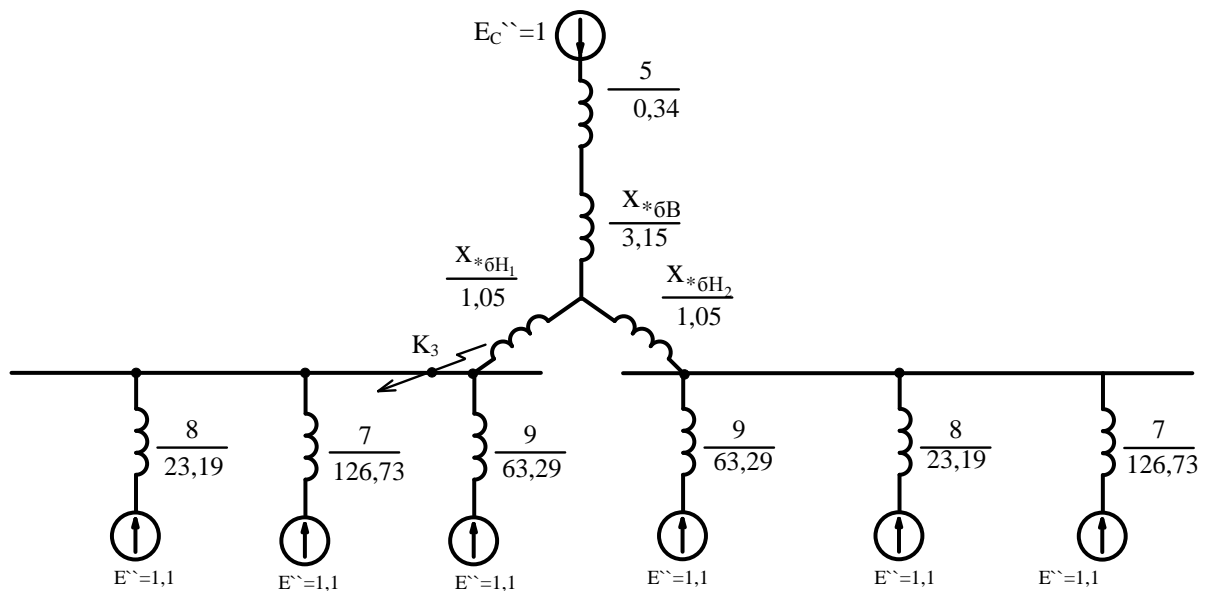


Рисунок 6.4а – Результаты преобразования схемы

По формуле 6.8 определим сопротивление оставшихся линий, чтобы максимально упростить схему.

$$X_{CD(1,2,9)} = \frac{1}{\frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_7}} = \frac{1}{\frac{1}{23,19} + \frac{1}{126,73}} = 19,61$$

$$X_{CD(1,2,9,5,6)} = \frac{1}{\frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_7}} = \frac{1}{\frac{1}{19,61} + \frac{1}{63,29}} = 14,97$$

$$X_{CD(1,2,9,5,6)} = X_{CD(3,4,7,8,10)} = 14,97$$

Суммарное сопротивление равно:

$$X_6 = \frac{1}{\frac{1}{X_{CD(1,2,9,5,6)}} + \frac{1}{X_{CD(3,4,7,8,10)}}} = \frac{X_{CD(1,2,9,5,6)} \cdot X_{CD(3,4,7,8,10)}}{X_{CD(1,2,9,5,6)} + X_{CD(3,4,7,8,10)}} = \frac{14,97 \cdot 14,97}{14,97 + 14,97} = 7,485$$

Для упрощения схемы замещения определим сопротивление трансформатора при объединении обеих вторичных обмоток по выражению:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 S_{H,T}}$$

$$x_T = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2$$

Соответствующим образом преобразованная схема замещения представлена на рисунке 6.5.

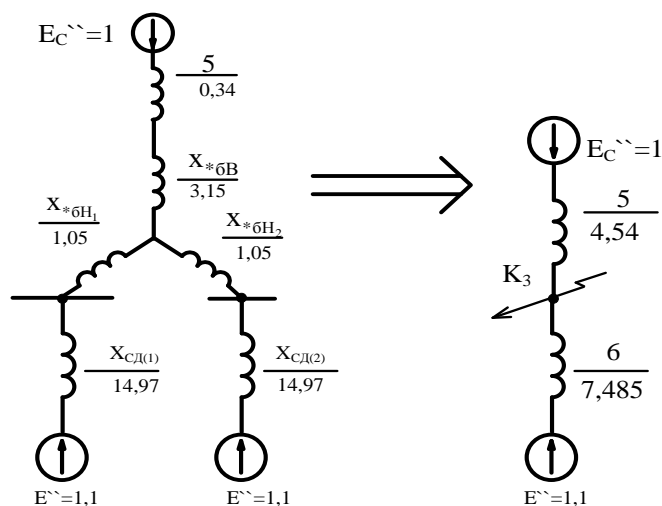


Рисунок 6.5 – Результаты преобразования схемы для расчёта КЗ к точке К3

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

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТПЗ:

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

$$x_{10} = 0,095 \cdot 0,083 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,07$$

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

Полное сопротивление трансформатора ТПЗ [26]:

$$z_{11} = z_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (6.9)$$

По формуле 6.9:

$$z_{11} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_{11} = r_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}, \quad (6.10)$$

$$r_{11} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000^2} = 10,8$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

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

$$x_{11} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 53,93.$$

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

$$r_{12} = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (6.11)$$

По формуле 6.8:

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

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

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

Определим ток короткого замыкания в точке K_3 .

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

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Сопротивление X_6 на рисунке 6.5:

$$X_6 = X_1 + X_2 + X_3 = 0,25 + 0,09 + 4,2 = 4,54$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{X_6} \cdot I_B,$$

$$I_C = \frac{1}{4,54} \cdot 55 = 12,98 \text{ кА.}$$

$$I_{CD/0/} = \frac{E_{CD^*}}{X_6} \cdot I_B, \quad (6.12)$$

По формуле 6.12:

$$I_{CD1-4/0/} = \frac{1,1}{46,69} \cdot 55 = 1,86 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_3 :

$$I_{K3/0/} = I_C + I_{CD/0/}, \quad (6.10)$$

По формуле 6.10:

$$I_{K3/0/} = 12,98 + 1,86 = 14,84 \text{ кА.}$$

Так как подпитку точки K_3 от синхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока K_3 можно считать неизменной: $I_{K3} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = 14,84 \text{ кА.}$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3}, \quad (6.11)$$

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

По 6.11:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,84 = 40,29 \text{ кА,}$$

Мощность короткого замыкания

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

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,84 = 269,89 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_4 .

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{11} + r_{12}; \quad (6.12)$$

По формуле 6.12:

$$r_{\Sigma} = 10,8 + 93,75 = 104,55;$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_5 + x_{10} + x_{11}; \quad (6.13)$$

По формуле 6.13:

$$x_{\Sigma} = 4,54 + 0,07 + 53,93 = 58,54;$$

Полное сопротивление

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

$$z_4 = \sqrt{58,54^2 + 104,55^2} = 119,82.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_4}; \quad (6.14)$$

По формуле 6.13:

$$S_{K34} = \frac{1000}{119,82} = 8,34 \text{ МВА.}$$

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

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (6.15)$$

$$I_{K4} = \frac{8,34 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 12,03 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

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

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

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,03 = 27,22 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
K_1	115	12,55	12,55	30,53	4000
K_2	115	10,25	10,25	26,09	3932
K_3	10,5	14,84	14,84	40,29	269,89
K_4	0,4	12,03	12,03	27,22	8,34

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения КЗ. С этой целью построим диаграмму селективности действия максимальной токовой защиты (рисунок 7.6), ступень селективности примем равной 0,3 с.

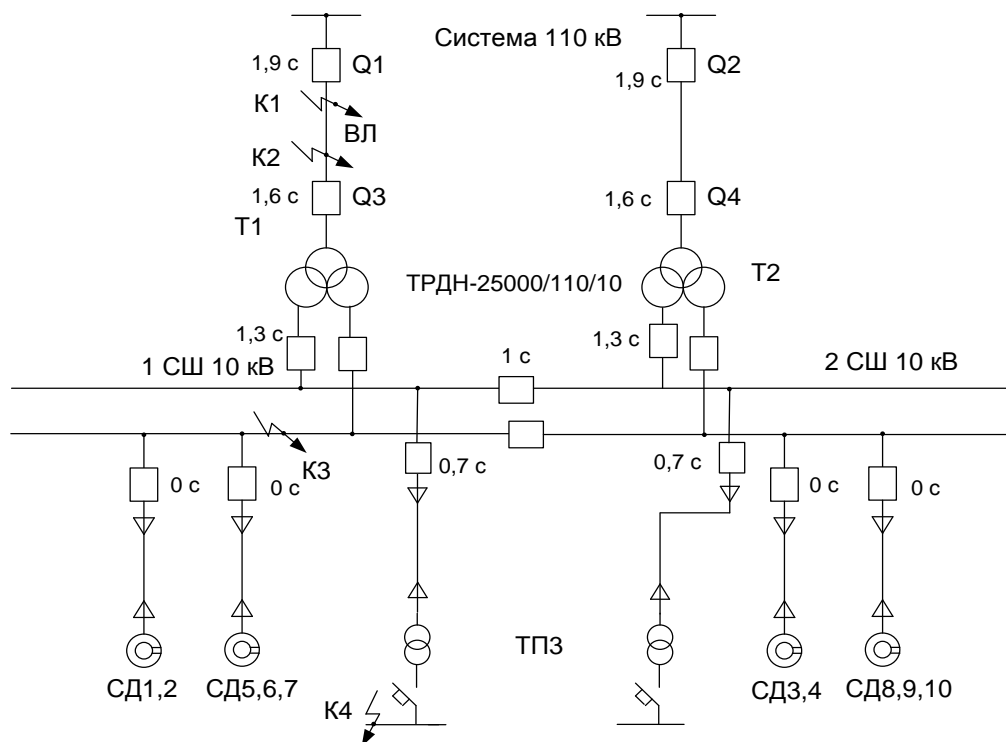


Рисунок 6.6 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

Выводы по разделу 6

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

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

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

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

РУ НН ГПП выполняется комплектным из шкафов КРУ «Классика» серии D-12P для внутренней установки. Шкаф комплектуется вакуумными выключателями типа ВВЭ-М-10-31,5, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛ-10.

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

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

По формуле 7.1:

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,37 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1977,4 \text{ А.}$$

Ударный ток указан в таблице 6.1 для точки короткого замыкания К₃.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (4.25):

$$B_{\text{К}} = 14,84^2 \cdot (0,05 + 0,14) = 38,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где T_A = 0,14 с согласно [9].

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

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

Таблица 7.1 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ D-12P
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$u_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ ГПП}} = 1977,4 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$i_{\text{УД}} = 40,29 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 64 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 38,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

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

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 8.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

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

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

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,84 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,14}} = 15,13 \text{ кА}$$

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

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

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 41 \cdot 31,5}{100} = 22,36 \text{ кА}$$

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

Значения ударного тока и теплового импульса указаны в таблице 6.1.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-М-10-31,5
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 1977,4$ А	$I_{НОМ} = 2000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau} = 14,24$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 31,5$ кА
$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}$	$i_{A,\tau} = 15,13$ кА	$i_{A,НОМ} = 22,36$ кА
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0} = 14,84$ кА $i_{УД} = 40,29$ кА	$I_{ДИН} = 31,5$ кА $i_{ДИН} = 81$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq В_K$	$В_K = 38,53$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8$ кА ² ·с

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

Таблица 7.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{НОМ}$, кВ	I_P , А	$I_{УТЯЖ}$, А	$I_{П,0}$, кА	$i_{УД}$, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-ТП1	10	63,02	126,05	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-І-150-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП1	10	27,29	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-І-50-У1-0,5/10Р

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-ТП2	10	174,05	348,11	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-400-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП2	10	32,27	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП3	10	106,54	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП3	10	51,56	103,11	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП4	10	33,42	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ТП1-НРП5	10	50,73	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-50-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП4	10	218,95	437,90	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-500-У1-0,5/10Р
ГПП-ТП5	10	72,18	144,36	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-150-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-1	10	225,93	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-2	10	225,93	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-3	10	225,93	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-4	10	225,93	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-300-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-5	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-6	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-7	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-8	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-9	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р
ГПП-СД-10	10	93,48	-	14,8	40,29	ВВЭ-М-10-31,5/2000	ТЛ-10-I-100-У1-0,5/10Р

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ «Классика» серии D-12Р устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛ-10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 7.3.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные [3] трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10М-II-2000-У3-0,5/10Р
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 1977,4 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 40,29 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 102 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 38,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 7.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется по таблице 7.5.

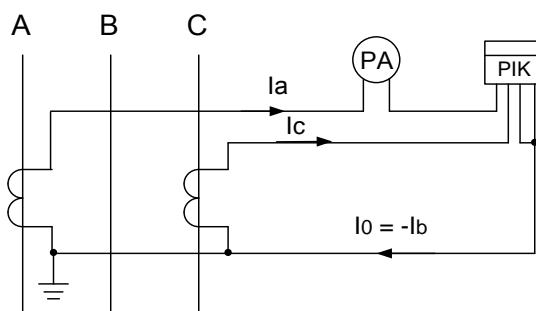


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

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

Таблица 7.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

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

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

Сопротивление приборов

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

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

Согласно [10], в цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l=5 \text{ м}$. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды, то

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

Сечение соединительных проводов

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

По формуле 7.2:

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

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 по условию механической прочности.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

На каждую секцию шин устанавливается один трансформатор. Катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин включаются во вторичную обмотку трансформатора.

Трансформаторы напряжения выбирают по нескольким условиям:

- 1 по напряжению $u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}}$,
- 2 по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3 по классу точности.

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

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

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

Необходимо выполнения условия для того чтобы трансформатор работал в нужном классе точности:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}}$$

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

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

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

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

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

Трансформаторы напряжения проверяются для класса точности 0,5. Согласно [3], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}}=75$ ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,

$$S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}.$$

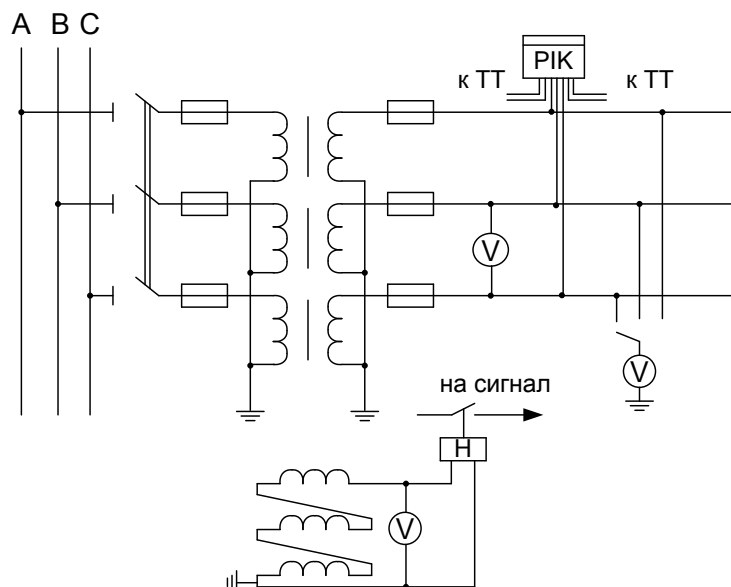


Рисунок 7.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	Число при- боров	Число об- моток	S одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потреб- ляемая мощ- ность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)		ЭВ0702	2	1	2,0	1,00	0	4,00	
Счетчик актив- ной и реактив- ной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	И681	1	2	3,0	0,38	0,925	2,28	5,55
Счетчик актив- ной и реактив- ной энергии	Линии 10 кВ	И681	10	2	3,0	0,38	0,925	20,52	49,95
Итого:								49,60	111,00

Таким образом, $S_{НАГР} < S_{2НОМ}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (так как высшее напряжение подстанции 35 кВ) с алюминиевыми жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10УЗ /5/ и втычной разъединитель.

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

Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-1, на которой установлен один трансформатор типа ТМЗ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМЗ-2500:

$$I_{УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,83 \text{ А.}$$

Тепловой импульс от протекания тока КЗ по формуле (4.25):

$$W_K = 14,84^2 \cdot (0,58 + 0,14) = 142,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A = 0,14 \text{ с}$ согласно [1];

$$t_{ОТК} = t_{РЗ} + t_{ОВ} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с},$$

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

$t_{ОВ}$ – полное время отключения выключателя типа ВНПу-10/320, с.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки и предохранителя представлены в таблицах 7.7 и 7.8 .

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНПу-10/320-10зпУЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 80,83 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 320 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 80,83 \text{ А}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 400 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 27,22 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 30 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 142,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 12^2 \cdot 1 = 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ104-10-100-31,5УЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 80,83 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_K$	$I_K = 14,84 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 20 \text{ кА}$

Данные для выбора остальных выключателей нагрузки и предохранителей сведем в таблицу 7.9.

Таблица 7.9

Номер ТП	$I_{УТЯЖ}, \text{ А}$	Тип ВНП
ТП1	80,83	ВНПу-10/320-10зпУЗ, ПКТ104-10-100-20 УЗ
ТП2	129,33	ВНПу-10/320-10зпУЗ, ПКТ104-10-160-20 УЗ
ТП3	80,83	ВНПу-10/320-10зпУЗ, ПКТ104-10-100-20 УЗ
ТП4	202,07	ВНПу-10/320-10зпУЗ, ПКТ104-10-200-20 УЗ
ТП5	129,33	ВНПу-10/320-10зпУЗ, ПКТ104-10-160-20 УЗ

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.11.

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_K, \text{ кА}$	$t_{рз}, \text{ с}$	$t_{0.В.}, \text{ с}$	$T_A, \text{ с}$	$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	C	$F_{Т.С.}, \text{ мм}^2$
ГПП-ТП	14,84	0,6	0,06	0,14	161,3	100	127
ГПП-СД	14,84	0,01	0,06	0,14	42,3	100	65

В таблице 7.11 обозначено:

t_{P3} – время срабатывания релейной защиты, с;

t_{OB} – полное время отключения выключателя, с;

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

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{mm^2}$, [9,

табл.2.72];

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

$$B_K = 14,84^2 \cdot (0,66 + 0,14) = 161,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{OTK} = t_{P3} + t_{OB} = 0,6 + 0,06 = 0,66 \text{ с}.$$

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (7.2)$$

По формуле 7.2:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{161,3 \cdot 10^6}}{100} = 127 \text{ мм}^2.$$

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

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	95	120	ААШв (3x120)
ГПП-ТП2	185	120	ААШв (3x185)
ГПП-ТП3	50	120	ААШв (3x120)
ГПП-ТП4	240	120	ААШв (3x240)
ГПП-ТП5	70	120	ААШв (3x120)
ГПП-СД-1	240	70	ААШв (3x240)
ГПП-СД-2	240	70	ААШв (3x240)
ГПП-СД-3	240	70	ААШв (3x240)
ГПП-СД-4	240	70	ААШв (3x240)
ГПП-СД-5	95	70	ААШв (3x95)
ГПП-СД-6	95	70	ААШв (3x95)
ГПП-СД-7	95	70	ААШв (3x95)
ГПП-СД-8	95	70	ААШв (3x95)
ГПП-СД-9	95	70	ААШв (3x95)
ГПП-СД-10	95	70	ААШв (3x95)

7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}} = 0,005 \cdot S_{\text{ТР}}; \quad (7.3)$$

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

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

Тогда по формуле 7.3:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,005 \cdot 25000 = 125 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, согласно [3] выбираем трансформатор типа ТМГ-160/10.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,24 \text{ А.}$$

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

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

Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 2. Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 1000,1600, 2500. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН. НРП также реализуются с помощью низко-

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

вольтных шкафов ШН.

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП4. По формуле (5.17) ток, протекающий по вводным выключателям данной ТП в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{ВВ.УТЯЖ}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5074,5 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{СЕКЦ.}} = 0,7 \cdot I_{\text{ВВ.УТЯЖ}} \quad (7.4)$$

Тогда по формуле (7.4):

$$I_{\text{СЕКЦ.}} = 0,7 \cdot 5147 = 3552,2 \text{ А.}$$

В качестве вводного выключателя ТП1 выбираем автоматический выключатель MasterpactNW40 с номинальным током 4000 А [13]. Из раздела 6 известно, что периодическая составляющая тока КЗ на выводах трансформатора ТП1 $I_{\text{п0}}=14,84$ кА, а ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}=40,29$ кА. Согласно [13, с.18] номинальный ток отключения автоматических выключателей MasterpactNW40 $I_{\text{cs}}=85$ кА, допустимый сквозной ток КЗ при времени протекания 3 с $I_{\text{cw}}=85$ кА; допустимый ток включения $I_{\text{cm}}=187$ кА. Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН трансформатора ТП1. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных ТП и НРП произведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Результат выбора вводных и секционных выключателей

Номер ТП, НРП	Место установки автоматического выключателя	I_p , А	$I_{\text{утяж}}$, А	Тип выключателя, номинальный ток	Номинальный ток автоматического выключателя, А
ТП1	Вводной	1010,4	2020,7	MasterpactNW25	2500
	Секционный	1414,5	-	MasterpactNW16	1600
ТП2	Вводной	1616,6	3233,2	MasterpactNW32	3200
	Секционный	2263,2	-	MasterpactNW25	2500
ТП3	Вводной	1010,4	2020,7	MasterpactNW25	2500
	Секционный	1414,5	-	MasterpactNW16	1600
ТП4	Вводной	2525,9	5051,8	MasterpactNW50	5000
	Секционный	3536,3	-	MasterpactNW40	4000
ТП5	Вводной	2525,9	5051,8	MasterpactNW50	5000
	Секционный	3536,3	-	MasterpactNW40	4000
НРП-1	Вводной	27,29	-	Compact NS160	160
НРП-2	Вводной	32,27	-	Compact NS160	160
НРП-3	Вводной	106,54	-	Compact NS160	160
НРП-4	Вводной	33,42	-	Compact NS160	160
НРП-5	Вводной	50,73	-	Compact NS160	160

Выводы по разделу 7

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

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

8 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

8.1 Влияние синхронных двигателей на показатели качества электрической энергии

В качестве высоковольтной нагрузки на предприятии выступают синхронные двигатели.

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

- для линии

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,059 \cdot 0,273 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,15$$

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

l - длина линии, км;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$U_б$ - базисное напряжение, кВ;

- для двигателей, участвующих в пуске

$$X_{д} = \frac{S_б \cdot U_{НОМ}^2}{S_{п} \cdot U_б^2}, \quad (8.7)$$

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

$$S_{п} = \frac{P_{НОМ} \cdot K_{п}}{\cos\varphi \cdot \eta}, \quad (8.8)$$

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

$K_{п}$ - кратность пускового тока;

$\cos\varphi, \eta$ - номинальные параметры ЭД;

По формулам 8.7 и 8.8 для СД-4000

$$S_{п.1} = \frac{4000 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,9} = 36,6 \text{ МВА}$$

$$X_{д.1} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{36,6 \cdot 10,5^2} = 27,32$$

По формулам 8.7 и 8.8 для СД-1600

$$S_{п.2} = \frac{1600 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,85} = 15,5 \text{ МВА}$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

$$X_{д.2} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{15,5 \cdot 10,5^2} = 64,52$$

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

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{д.1}}{X_{с} + X_{д.1}}, \quad (8.12)$$

где $U_{с}$ - напряжение питающей сети, кВ;

$X_{с}$ - суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

$$U_{д} = 10,5 \cdot \frac{27,32}{0,34 + 27,32} = 10,37 \geq 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ}$$

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

Выводы по разделу 8

В данной главе рассчитали влияние синхронных двигателей на показатели качества, а именно – на падение напряжения. В ходе расчёта выяснила, что «просадка» напряжение находится в пределах нормы.

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	S_{HTi} , кВА	Q_{i1} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	R_{Li} , Ом
ТП1	1000	638,21	53,20	0,76	0,02
ТП2	1600	575,76	63,04	0,59	0,05
ТП3	1000	662,02	47,20	1,08	0,06
ТП4	2500	1 416,98	93,50	0,38	0,03
ТП5	1600	809,03	59,84	0,94	0,20
ИТОГО		4 101,99	316,78		

В таблице обозначено:

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

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

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

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

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

$$R_{Tpi} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_n^2}{S_{HTi}^2} \quad (9.1)$$

Например, для ТП-1

$$R_{Tpi} = \frac{7,6 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1000^2} = 0,76 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{Li} = r_{0Li} \cdot l_i, \quad (9.2)$$

где r_{0Li} – удельное сопротивление i-й линии, Ом/км, [8, табл 3.29];

l_i – длина i-й линии, км.

Например для ТП-1

$$R_{дл} = 0,329 \cdot 0,07 = 0,02 \text{ Ом.}$$

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 9.2, где D_1, D_2 – параметры, характеризующие потери активной мощности в синхронных двигателях.

Таблица 9.2 – Номинальные данные синхронных двигателей СШ 10 кВ

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном},$ кВ	$P_{сд.нi},$ кВт	$Q_{сд.нi},$ квар	$N_i,$ шт	$n_i,$ об/мин	$D_{1i},$ кВт	$D_{2i},$ кВт
СД	СДН-4000	10	4000	2480	4	3000	4,1	3,9
СД	СТД-1600	10	1600	768	6	1000	5,09	3,99

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей определяется по формуле (9.3)

$$Q_{сд.мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.нi}^2 + Q_{сд.нi}^2}, \quad (9.3)$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{дi}$ по активной мощности и номинальной $\cos\varphi_H$.

Для СД_{1,2}:

$$Q_{сд.м1,2} = 0,47 \cdot 4 \cdot \sqrt{4000^2 + 2480^2} = 8,85 \text{ Мвар.}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau), \quad (9.4)$$

где α – основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0 = 1,04 \cdot (655,65 \cdot 12 \cdot 0,85 + 1,705 \cdot 6657) = 18760 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год.}$$

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

Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:
а) для низковольтных БК 0,4 кВ (цеховые ТП) по формуле (9.5)

$$Z_{г.кнi} = E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}; \quad (9.5)$$

$$Z_{г.кнi} = 0,223 \cdot 500000 + 18760 \cdot 4 = 186543 \text{ руб/Мвар.}$$

б) для высоковольтных БК 10 кВ по формуле (9.6)

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ}; \quad (9.6)$$

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = 0,223 \cdot 300000 + 18760 \cdot 2 = 104421 \text{ руб/Мвар.}$$

в) для синхронных двигателей по формулам (9.7) и (9.8)

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

$$Z_{2Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{2і}}{N_i \cdot Q_{СД.номі}^2}; \quad (9.8)$$

где E – коэффициент отчислений;

$K_{БКВ}, K_{БКН}$ – удельные мощности батарей конденсаторов;

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

$$Z_{1Г.СДі} = 18760 \cdot \frac{4,1}{2480} = 31016,07 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2Г.СДі} = 18760 \cdot \frac{3,9}{4 \cdot 2480^2} = 2974,1 \text{ руб / Мвар.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Результаты расчетов

Обозначение СД на схеме	$Q_{СД.мі}$, Мвар	$Z_{1Г.сді}$, руб/Мвар	$Z_{2Г.сді}$, руб/Мвар ²	$R_{э,сді}$, Ом	$Q_{сді}$, Мвар
СД 4000	8,85	31016,07	2974,10	0,09	2,10
СД 1600	5,00	124340,09	21152,12	0,15	0,35

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.1):

$$R_{э1} = r_{ТР} + r_{Л}.$$

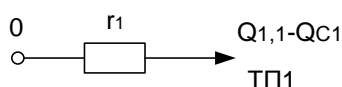


Рисунок 9.1 – Схема замещения радиальной линии

Например для ТП-1 найдем эквивалентное сопротивление:

$$R_{\Sigma 1} = 0,76 + 0,02 = 0,78 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по радиальным схемам, результаты расчета представлены в таблице 9.4.

Оптимальное значение реактивной мощности низковольтных конденсаторных батарей, подключенных к шинам трансформаторных подстанций, определим в предположении, что к шинам главной понизительной подстанции подключены высоковольтные конденсаторные батареи (Примем коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$).

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ti} + \frac{3_{10} - 3_{г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\Sigma i}} = Q_{li} + \Delta Q_{ti} + \frac{Z}{R_{\Sigma i}}; \quad (9.9)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0};$$

$$Z = \frac{104421 - 186543}{2 \cdot 10 \cdot 18760} = -0,22 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом};$$

Для ТП1 по выражению (9.9) найдем.

$$Q_{ci} = 638,21 + 53,2 - \frac{0,22}{0,78} = 411,43 \text{ квар.}$$

Результаты расчета мощностей источников Q_{ci} низковольтных БК сводим в таблицу 9.4, при этом принимаем только положительные значения.

Таблица 9.4 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{\Sigma i}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		Q_{ki} , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	Q_{sti} , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	0,78	411,43	411,43	1580,0	1991,43	2хУКМ 58-0,4-1000 У3	2000
ТП2	0,64	295,00	295,00	1580,0	1875,00	2хУКМ 58-0,4-1000 У3	2000
ТП3	1,14	517,04	517,04	829,8	1346,84	2хУКМ 58-0,4-700 У3	700
ТП4	0,41	979,20	979,20	795,4	1774,60	4хУКМ 58-0,4-450 У3	1800
ТП5	1,14	676,50	676,50	2092,4	2768,90	2хУКМ 58-0,4-1350 У3	2700
ИТОГО	-	-	5758,33	13755,2	19513,53	-	18400
БК 10 кВ на ГПП		1380	1380			4хУКРМ-10,5-350	1400

Определение реактивной мощности источников, подключенных к 1 СШ ГПП. $R_{\Sigma сд} = 0,15 \text{ Ом}$, $Q_{сд} = 0,35 \text{ Мвар}$ (значения из таблицы 9.3). Если при расчётах мощность СД получилась меньше нуля, то в случае нецелесообразности режима

работы СД с отстающим $\cos\phi$ (недовозбуждением), генерируемая ими реактивная мощность приравнивается к нулю. Указанные источники исключаются из расчётов, и в дальнейшем учитываются как обыкновенные высоковольтные электроприёмники.

Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП. Так как обмотка трансформатора ГПП расщепленная, то определяем мощности высоковольтных БК, подключенных к 1 секции с.ш. ГПП. Для начала определим всю расчетную реактивную мощность, потребляемую предприятием:

$$Q_p = K_{OM} \cdot (2 \cdot (\sum_1^5 (Q_{Ii} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП}) + \sum_1^j Q_{Bj}), \quad (9.10)$$

где $\sum_1^j Q_{Bj}$ – суммарная величина реактивной мощности высоковольтных электроприёмников, подключенных к ГПП.

По выражению (9.10) найдем

$$Q_p = 0,85 \cdot (2 \cdot ((4101,99 + 316,78) + 1854) + 13698) = 22,31 \text{ Мвар}.$$

Величина экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой энергосистемой заводу, находится как меньшая из двух величин $Q'_{ЭС}$ и $Q''_{ЭС}$. Определим экономически целесообразную реактивную мощность как:

$$Q'_{ЭС} = \alpha \cdot P_{ПП},$$

где α – расчетный коэффициент;

$P_{ПП}$ – расчетная активная мощность всего предприятия.

$$Q'_{ЭС} = 0,28 \cdot 23,692 = 6,63 \text{ Мвар}.$$

$$Q''_{ЭС} = Q_p - \frac{0,7}{K_{Н.Р}} \cdot Q_{СД.Мi},$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность всего предприятия;

$K_{Н.Р}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q''_{ЭС} = 22,31 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1,74 = 20,88 \text{ Мвар}.$$

Тогда

$$Q_{ЭС} = \min(Q'_{ЭС}; Q''_{ЭС}),$$

$$Q_{ЭС} = \min(6,63; 20,88) = 6,63 \text{ Мвар}.$$

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Мощность, приходящаяся на 1 секцию с.ш. ГПП

$$Q_{\text{ЭС1}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{4};$$

$$Q_{\text{ЭС1}} = \frac{6,63}{4} = 1,66 \text{ Мвар.}$$

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{Э}}$, задаваемого предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{ПП}}};$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{6,63}{23,692} = 0,28.$$

Определяем мощность высоковольтной БК:

$$Q_0 = 2 \cdot \left(\sum_1^5 (Q_{\text{Li}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} \right) + \sum_1^j Q_{\text{Вj}} - \sum_1^5 Q_{\text{Ci}} - \sum_1^{10} Q_{\text{CDi}} - Q_{\text{ЭС}};$$

$$Q_0 = 2 \cdot (4101,99 + 316,78 + 1854) + 13698 - 5758,33 - 2450 - 6630 = -1,07 \text{ Мвар.}$$

Проверяем баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г}}$ и потребленных $Q_{\text{р}}$ реактивных мощностей.

$$Q_{\text{р}} = 22,31 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{Г}} = Q_{\text{ЭС}} + \sum_1^5 Q_{\text{C}} + \sum_1^{10} Q_{\text{CDi}} + Q_0';$$

$$Q_{\text{Г}} = 6,63 + 5,758 + 14,528 - 1,07 = 27,246 \text{ Мвар.}$$

Получили погрешность 1,2 %. Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе главной понизительной подстанции:

$$\text{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}} + \sum_1^5 Q_{\text{Ki}} - \left(\sum_1^5 Q_{\text{CTi}} + \sum_1^{10} Q_{\text{CDi}} + Q_0' \right)}{P_{\text{ПП}}}, \quad (9.11)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{22,31 + 13,755 - 18,4 - 14,528 - 0}{23,692} = 0,26.$$

											Лист
											91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ						

Выводы по разделу 9

По расчетным мощностям конденсаторных батарей были выбраны из справочника батареи со стандартной мощностью. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых Q_G и потребленных Q_P реактивных мощностей. Получили погрешность 1,2%, следовательно расчет произведен верно.

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

10.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

10.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Трубопрокатный завод находится на Южном Урале (в Средней полосе Европейской части РФ). Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электрообеспечения имеет напряжение 110 кВ.

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

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 2;
- наибольшая плюс 40;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{г} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190см, песчаных грунтов – 210см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

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

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу. Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

10.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [ПУЭ, таблица 4.2.5], представлены в таблице 10.1.

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Таблица 10.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
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

10.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создается путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором. Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

10.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен с двух сторон.

10.1.5 Окраска токоведущих частей

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

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

10.1.6 Электрозащитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 10.2.

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 10.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Наименование средства защиты	Количество
Изолирующая штанга (универсальная)	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	
110 кВ	Не менее 2 шт.
10 кВ	Не менее 2 шт.
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключаящих их прогиб и соприкосновение со стенами.

10.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с samozапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [ПУЭ].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с большим напряжением. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

10.2 Электробезопасность

В соответствии с ГОСТ 12.1.019-2009, электробезопасность трубопрокатного завода обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность трубопрокатного завода:

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

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах безопасности труда, а также в стандартах, технических условиях и технических регламентах на электротехнические изделия, электрифицированное оборудование и инструменты.

Предусматривается переработка требований электробезопасности при переоснащении производственных объектов, производстве и внедрении новой техники и технологий.

Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами.

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

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры.

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

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

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

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

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита при нормальном функционировании электроустановок и при возникновении аварийных ситуаций.

10.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамккателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

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

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

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

10.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ограничителя перенапряжения и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединённых между собой в заземляющую сетку. Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10мм и длиной 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 6мм.

10.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Выполним расчет заземляющего устройства ОРУ.

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 10.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем в узлах принятой сетки (их число будет определено позднее).

В соответствии с [ПУЭ, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

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

При использовании естественных заземлителей эквивалентное сопротивление незаземляющего устройства:

$$R = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (10.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя;

R_3 – сопротивление искусственного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос - опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на железобетонных 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.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}},$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом}$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 10.1) суммарную длину горизонтальных электродов $L_T = 39 \cdot 8 + 51 \cdot 2 + 10 \cdot 1 + 31 \cdot 3 = 517$ м; количество вертикальных электродов $n = 37$, длина вертикальных электродов (заземлителей) $L_B = 5$ м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде в виде квадратной решетки площадью $S_{ОРУ} = 1989$ (м²) и длиной одной стороны $\sqrt{S} = 44,6$ (рисунок 10.2).

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

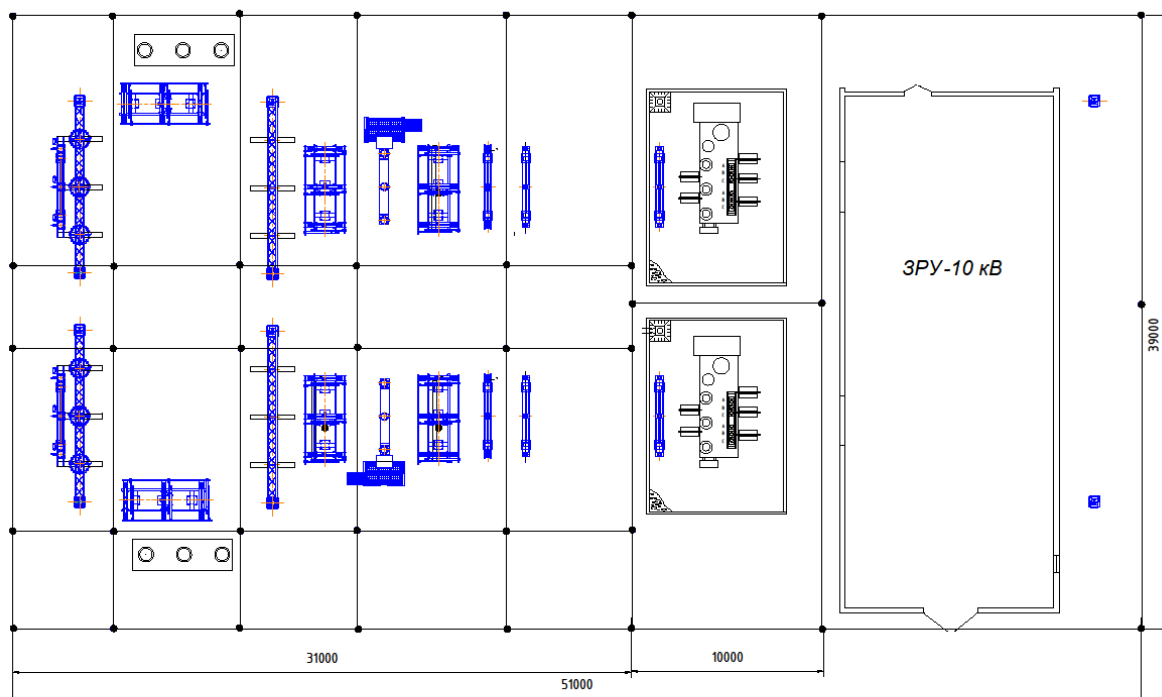


Рисунок 10.1 – Предварительная схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

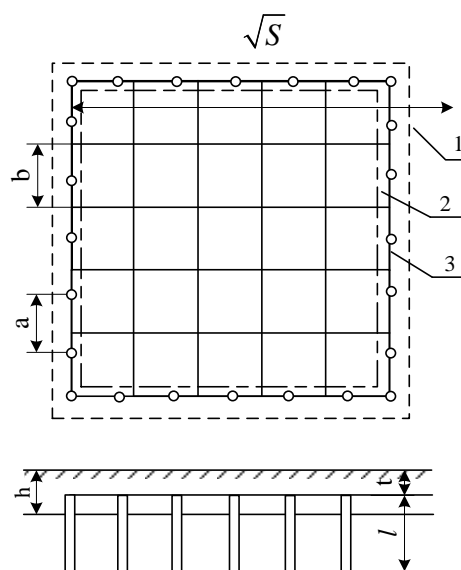


Рисунок 10.2 – Модель заземляющего устройства подстанции:
 1 – ограждение подстанции; 2 – площадь, занятая оборудованием; 3 – заземляющий контур; l – длина вертикальных заземлителей; t – глубина заложения заземлителей; h_1 – толщина верхнего слоя грунта; a – расстояние между вертикальными заземлителями; b – расстояние между горизонтальными заземлителями

Количество ячеек на одной стороне заземлителя:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{(2 \cdot \sqrt{S})} - 1,$$

$$m = \frac{517}{(2 \cdot 44,6)} - 1 = 4,79 \text{ шт.}$$

Принимаем $m=5$.

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S},$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (5 + 1) \cdot 44,6 = 535,2 \text{ м.}$$

А также рассчитаем длину стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$b = \frac{44,6}{5} = 8,92 \text{ м.}$$

Расстояние между электродами в модели:

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n},$$

$$a = \frac{4 \cdot 44,6}{37} = 4,8 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{В}\Sigma} = L_{\text{В}} \cdot n,$$

$$L_{\text{В}\Sigma} = 5 \cdot 37 = 185 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикального заземлителя:

$$t_{\text{отн}} = \frac{L_{\text{В}} + t_{\text{В}}}{\sqrt{S}},$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 2,5 + 0,7}{44,6} = 0,184 \text{ м.}$$

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_{\text{отн}}}{L_B},$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,184}{5} = 0,363 \text{ м.}$$

По имеющимся значениям ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k. \quad (10.2)$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,67 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43 \left(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{L_B} \right) \right),$$

$$k = 0,43 \left(0,363 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{4,8 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,192.$$

Тогда по выражению (10.2):

$$\rho_3 = 60 \cdot \left(\frac{100}{60}\right)^{0,192} = 66,18 \text{ Ом/м}$$

Сопротивление искусственного заземлителя находим по выражению

$$R_3 = \frac{0,444 \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{B\Sigma}},$$

$$R_3 = \frac{0,444 \cdot 66,18}{44,6} + \frac{66,18}{535,2 + 185} = 0,75 \text{ Ом.}$$

Найдем полное эквивалентное сопротивление по формуле (10.1):

$$R_{\text{и}} = \frac{1,06 \cdot 0,75}{1,06 + 0,75} = 0,439 \text{ Ом}$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно [ПУЭ, п. 1.7.90].

					13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

10.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа ГСУ22-250-004 с дуговой ртутной лампой ДРИ-250-6, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Параметры прожектора и лампы приведены в таблицах 10.3 и 10.4 соответственно.

Таблица 10.3 – Параметры прожектора ГСУ22-250-004

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		Н	В	L
ГСУ22-250-004	8000	–	17	72	670	510	320

Таблица 10.4 – Параметры дуговой ртутной лампы ДРИ-250-6

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Тип цоколя
ДРИ-250-6	220	250	18400	6000	E-40

Рассчитаем освещенность ОРУ ГПП площадью $S = 1599 \text{ м}^2$.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где E_n – норма освещенности, лк; в проходах между оборудованием, на земле: Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10 \text{ лк}$, согласно СП 52.13330.2011 (табл.1), XII разряд зрительной работы

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1599 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 33099 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_l \cdot \eta},$$

где Φ_l – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{33099}{18400 \cdot 0,72} = 2,4.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{3000}},$$

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

$$H = \sqrt{\frac{8000}{3000}} = 1,63 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 3 прожектора типа ГСУ22-250-004с дуговыми ртутными лампами ДРИ-250-6, установленными на высоте 1,6 м. Прожекторы размещены с трех сторон ОРУ на возвышениях.

10.4 Пожарная безопасность

10.4.1 Категория пожарной опасности

В соответствии с [РД 34.03.350-98] и [Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ] помещения и наружные установки ГПП имеют следующие категории по взрывопожарной и пожарной опасности:

- Закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) – категория В4
- Открытое распределительное устройство – категория Вн
- Кислотная и аккумуляторная относятся к помещениям стационарных герметичных батарей из свинцово-кислотных аккумуляторов, снабженных ЭПУ (электропитающие устройства), гарантирующие ограничение величины напряжения заряда (без выделения водорода) – категория Д.

Таблица 10.5 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ЗРУ 10 кВ	В4
ОРУ 110 кВ	Вн
Аккумуляторная	Д
Кислотная	Д

Выберем средства пожаротушения для помещения ОРУ. ОРУ относится к категории Вн по пожарной опасности, выберем тип щита Е (Правила противопожарного режима РФ [24]): класс пожара Е, связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением.

Таблица 10.6 – Комплектация щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара ЩП-Е класс. Е
Огнетушитель порошковый (ОП) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 10/9	1
Углекислотные (ОУ) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 5/3	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 куб. метра	1

10.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора может быть КЗ в обмотках, возникающие при старении изоляции или в результате пробоя изоляции при перенапряжения, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Дуга которая возникнет, имеет 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 легковоспламеняющиеся, то есть способны легко загораться при повышении температуры или трения. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 10.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН–25000/110/10 объем масла составляет 20 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м³.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслоборнике выше 0,5 м от дна должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

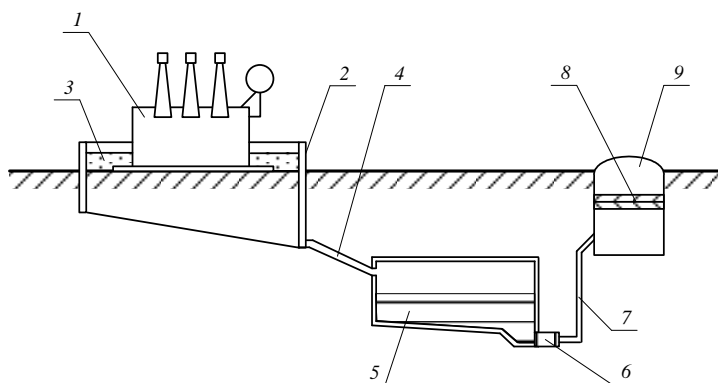


Рисунок 10.4- Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслоборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДН – 25000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

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

10.4.3 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается благодаря молниеотводам. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 10.5).

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии.

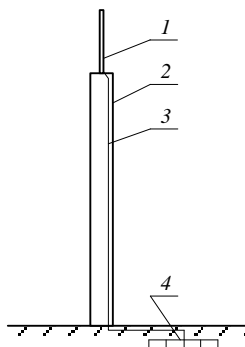


Рисунок 10.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать аварию в следствие чего несущая конструкция молниеотвода должна иметь большую механическую прочность, которая исключает подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Урала, где планируется расположение трубопрокатного завода, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.6). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

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

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

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

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

где $a = 47$ м, $b = 24$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

$$D = \sqrt{47^2 + 24^2} = 52,77 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта $h_x = 19,3$ м.

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

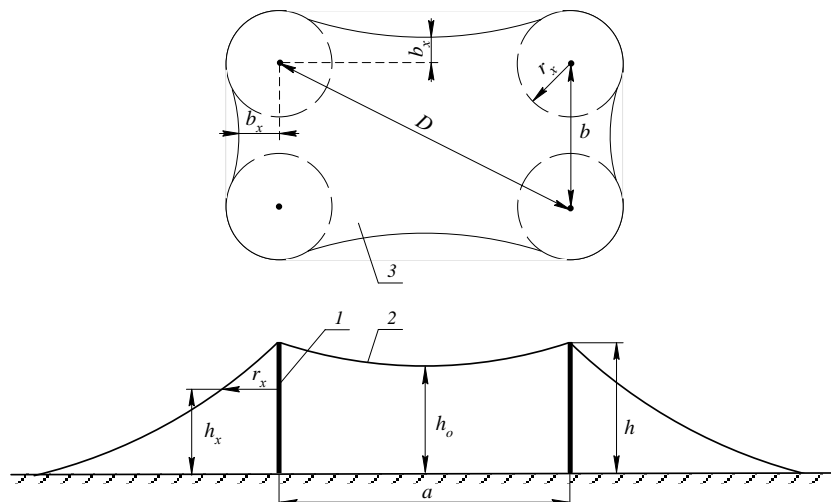


Рисунок 10.6 - Молниезащита подстанции

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{ м}$ ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8},$$

$$h = \frac{52,77 + 8 \cdot 19,3}{8} = 25,89 \text{ м}$$

Примем высоту молниеотвода 30 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

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

$$\begin{aligned} 52,77 &\leq 8 \cdot 1 \cdot (30 - 19,3), \\ 52,77 &\leq 85,6 \end{aligned}$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполняется с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу 10

В данном разделе был произведен расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведен расчёт освещения открытого распределительного устройства.

						13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			109

11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

11.1 Организация релейной защиты синхронного двигателя

В данном случае необходимо обеспечить защиту синхронного двигателя типа СД2-85-40-10 напряжением $U_n=10$ кВ и мощностью $P_n = 315$ кВт, подключенного с помощью кабельной линии к сборным шинам РП длиной 80 м.

Таблица 11.1 - Параметры синхронных двигателей

№ варианта	Тип двигателя	P_n , кВт	$K_{пуск}$	КЛ, м
2	СД2-85-40-10	315	5,3	80

Согласно [5, п. 5.3.43], на электродвигателях должны предусматриваться следующие виды защит:

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

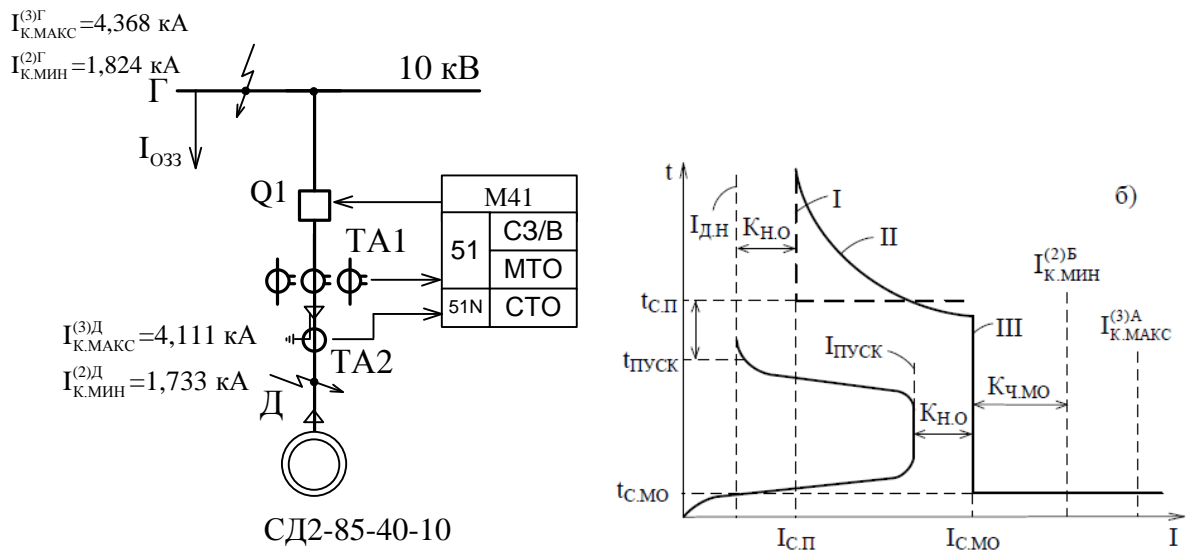


Рисунок 11.1 – Организация защиты электродвигателя

Защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, либо имеющих особо тяжелые условия пуска и самозапуска [5, п. 5.3.49]. Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительного пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Данную защиту выполним с помощью одной из ступеней МТЗ блока 51 цифрового терминала SEPAMM20.

Для защиты электродвигателей от многофазных замыканий должна предусматриваться [1, п. 5.3.46] токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени (мгновенная токовая отсечка), отстроенная от пусковых токов.

Данную защиту выполним с помощью одной из ступеней МТЗ блока 51 цифрового терминала SEPAMM20.

Защита от однофазных замыканий на землю устанавливается для электродвигателей мощностью свыше 2 МВт. Данная защита действует без выдержки времени на отключение. Выполним её с помощью блока 51N цифрового терминала SEPAMM20.

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [1, п. 5.3.52]. Время выдержки должно выбираться на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению должны быть, как правило, не выше 70% от U_H .

На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска должна устанавливаться защита минимального напряжения с выдержкой времени не более 10 с и уставкой по напряжению, как правило, не выше 50% от U_H [1, п. 5.3.53].

Данную защиту выполним с помощью блока 27R цифрового терминала SEPAMM20.

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима может осуществляться при помощи реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора [1, п. 5.3.50].

Данную защиту выполним с помощью блока 66 цифрового терминала SEPAMM20.

Кроме того, для контроля температуры синхронного двигателя применим блок 49Т терминала SEPAMM20, а также в качестве тепловой защиты двигателя используем блок 49RMS цифрового терминала SEPAMM20.

Таким образом, для защиты синхронного двигателя используем блоки 51, 51N, 49RMS, 49Т, 66 и 27R цифрового терминала SEPAMM20.

Номинальный ток двигателя определяется по формуле:

$$I_{дн} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{315 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 20,2 \text{ А}$$

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Электродвигатель имеет следующие нагрузочные характеристики:

- в нормальном режиме работы максимальный рабочий ток двигателя принимается равным его номинальному току $I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{д.н}} = 20,2 \text{ А}$;

- при пуске электродвигателя возникает пусковой ток, который принимается пиковому току нагрузки $I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}$.

Пусковой ток определяем по формуле:

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{дн}} = 5,3 \cdot 20,2 = 107,06 \text{ А}$$

11.2 Расчет тока КЗ на выводах электродвигателя

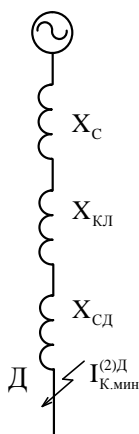


Рисунок 11.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ

Сопротивления энергосистемы в минимальном режиме

$$X_{с.мин} = \frac{S_{б}}{S_{к.мин}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{3500 \cdot 10^6} = 0,285$$

Кабельную линию выбираем исходя из рассчитанного рабочего максимального тока, равного 20,2 А. Выбираем кабель ААШв 3х10 (алюминиевая жила, алюминиевая оболочка, шланговый покров ПВХ), с длительно допустимым током $I_{\text{дл.доп.кЛ}} = 60 \text{ А}$. Удельные сопротивления прямой последовательности: $r_{1уКЛ} = 3,84 \text{ Ом/км}$, $x_{1уКЛ} = 0,082 \text{ Ом/км}$, нулевой последовательности: $r_{0уКЛ} = 5,04 \text{ Ом/км}$, $x_{0уКЛ} = 0,461 \text{ Ом/км}$ [1, табл. П1.4.2].

Сопротивления КЛ:

$$r_{1КЛ} = r_{1уКЛ} \cdot l_{КЛ} = 3,84 \cdot 0,08 = 0,307$$

$$x_{1КЛ} = x_{1уКЛ} \cdot l_{КЛ} = 0,082 \cdot 0,08 = 0,007$$

В соответствии с ГОСТ 28249–93 при приближенных расчетах сопротивление двигателя:

$$x_{сД} = X_d'' = 0,15$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление по продольной оси ротора

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Активное сопротивление синхронного двигателя:

$$r_{сд} = 0,15 \cdot X_d''$$

$$r_{сд} = 0,15 \cdot 0,15 = 0,0225$$

Суммарное индуктивное и активное сопротивление сети равно:

$$X = X_c + x_{кЛ} + X_{сд} = 0,285 + 0,007 + 0,15 = 0,442$$

$$R_{\Sigma} = R_{сд} + R_{кЛ} = 0,0225 + 0,307 = 0,329$$

Полное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2} = \sqrt{0,442^2 + 0,329^2} = 0,55$$

Минимальный ток КЗ в точке Д:

$$I_{к.мин}^{(2)Д} = \frac{U_{ср.нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,55} = 420 \text{ А}$$

11.3 Защита от перегрузок

Согласно [5], защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузки которых возможны при чрезмерном увеличении длительности пуска, вследствие понижения напряжения в сети.

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем. Далее дежурный персонал разгружает двигатель, не останавливая его.

Согласно [5], допускается действие на отключение, если защита от перегрузок совмещена с защитой от асинхронного режима.

Защита электродвигателя от перегрузок выполняется на принципе максимальной токовой защиты и отстраивается от номинального тока двигателя:

$$I_{сп} = \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{д.н},$$

где $K_{н.о} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки,

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата реле.

Тогда уставка срабатывания защиты от перегрузок будет равна:

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

$$I_{\text{СП}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 20,02 = 23,55 \text{ А}$$

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме питающей сети и оценивается коэффициентом чувствительности по выражению:

$$K_{\text{ч.зп}} = \frac{I_{\text{КЗ.МІN}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{СП}}} \geq 2,$$

$$K_{\text{ч.зп}} = \frac{420}{23,55} = 17,82 \geq 2,$$

Защита электродвигателя от перегрузок имеет достаточную чувствительность.

Время срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска двигателя:

$$t_{\text{СП}} = K_{\text{отс}} \cdot t_{\text{пуск}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки от времени пуска,

$t_{\text{пуск}}$, – время пуска двигателя; примем, что в нашем случае имеет место прямой пуск и время его равно: $t_{\text{пуск}} = 4\text{с}$.

Таким образом, получаем:

$$t_{\text{СП}} = 1,5 \cdot 4 = 6 \text{ с}$$

Рассчитаем время-токовую характеристику. Для этого сначала определим:

- $I_s = I_{\text{СП}} = 23,55 \text{ А}$

- $t_s = t_{\text{СП}} = 6 \text{ с}$

- поправочный коэффициент:

$$K = \frac{t_s}{T_{s10}} = 6.$$

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой защиты от перегрузок. При уставке тока $I_s = 23,55 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку N с координатами – уставка времени $t_s = 6 \text{ с}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_s = 235,5 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики СИТ, коэффициент T_{MS} и времени срабатывания защиты t_{sd}

$$T_{\text{MS}}^N = \frac{t^N (I_*^N) \times [(I_*^N)^\alpha - 1]}{K} = \frac{t^N (I_*^N) \times [(I_*^N)^{0,02} - 1]}{0,14}$$

$$t_{\text{sd}}^N (I_*^N) = \frac{K \times T_{\text{MS}}^N}{(I_*^N)^\alpha - 1} = \frac{0,14 \times T_{\text{MS}}^N}{(I_*^N)^{0,02} - 1}.$$

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS}^{Q13} = \frac{6 \times [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 2,02$$

Определим время срабатывания защиты t_s при кратности тока $I_* = 1,1$

$$t_{sd}(1,1) = \frac{0,14 \times 2,02}{(1,1)^{0,02} - 1} = 148,2 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в табл.9.2.

Таблица 9.2 – Точки защитной характеристики

I/I_s	1,1	1,2	1,5	2	2,5	3	4	5	7	10
$I, \text{ A}$	25,9	28,3	35,3	47,1	58,9	70,6	94,2	117,7	164,8	235,5
$t_s, \text{ c}$	24,7	12,9	5,8	3,38	2,55	2,12	1,68	1,44	1,2	1
$K t_s, \text{ c}$	148,2	77,4	34,7	20,3	15,3	12,7	10,1	8,65	7,13	6

По данным таблицы 9.2 построим ВТХ защиты двигателя – SEPAMM20 (см. рисунок 11.2).

11.3 Мгновенная токовая отсечка

МТО является основной защитой от КЗ в обмотке статора. Схема защиты должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а также и на гашение поля.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя:

$$I_{с.мгн} = K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{д.н.}$$

где $K_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки,

$K_{пуск} = 5,3$ – коэффициент пуска.

Таким образом, получаем:

$$I_{с.мгн} = 1,2 \cdot 5,3 \cdot 20,02 = 127,3 \text{ A}$$

МТО имеет независимую от тока характеристику. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Проверим чувствительность МТО на выводах электродвигателя по формуле:

$$K_{ч.мто} = \frac{I_{к.мин}^{(2)д}}{I_{с.мто}} \geq 2$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме на выводах электродвигателя.

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				
	Лист			
	116			

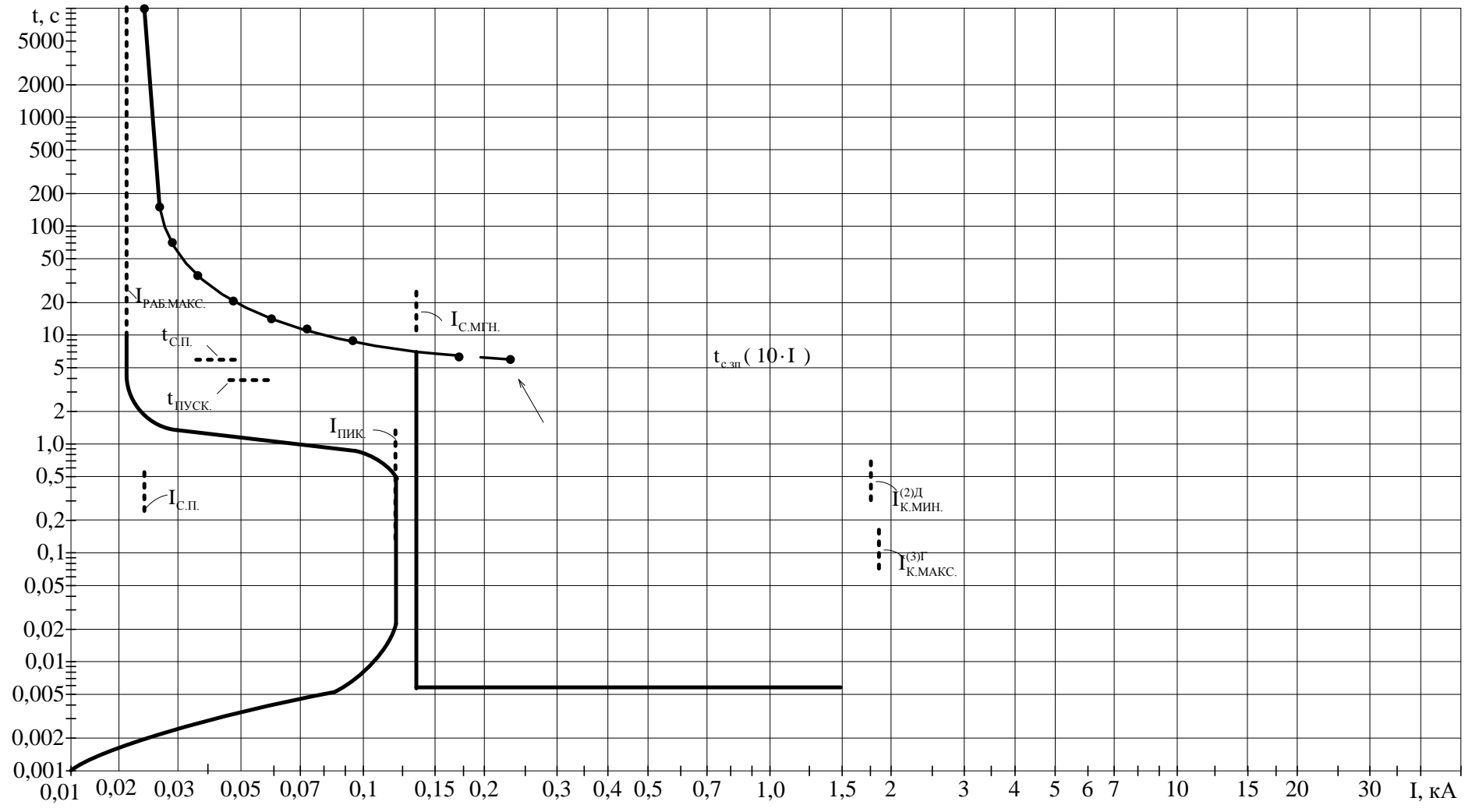


Рисунок 11.2 – ВТХ защиты СД

Расчет токов КЗ был произведен в главе 2. Данные по токам КЗ берем из таблицы 2.2. Для электродвигателей мощностью до 2000 кВт часто применяют наиболее простую и дешевую однорелейную схему с реле, включенными на разность токов двух фаз. Чувствительность отсечки при двухфазном КЗ на выводах двигателя должна быть не менее двух, так что для однорелейной схемы она может оказаться недостаточной. Для повышения чувствительности отсечку выполняют двухрелейной с включением двух реле на токи двух фаз по схеме неполной звезды, у которой чувствительность одинакова при всех видах многофазных КЗ.

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{420}{127,3} = 3,29 > 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП и на выводах двигателя.

11.4 Защита двигателя от замыканий на землю в обмотке статора

Двигатель подключается к сети через кабельную линию. Трансформаторы тока нулевой последовательности, к которым подключается защита, располагаются в распределительном устройстве (см. рисунок 11.2). В зону действия защиты попадают линия и электродвигатель.

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю выбирается из условия отстройки от собственного тока I_c защищаемого присоединения при дуговых перебегающих ОЗЗ [5, п. 18.1., с. 136-140; 8, п. 22.3.3., с. 55-56]:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{н.с}} \cdot K_{\text{БР}} \cdot I_c,$$

где $K_{\text{н.с}}=1,2$ – коэффициент надежности срабатывания защиты,
 $K_{\text{БР}}=1$ – коэффициент броска тока.

Собственный емкостный ток защищаемого присоединения равен:

$$I_c = I_{\text{с.д}} + I_{\text{с.л}},$$

где $I_{\text{с.д}}$ – собственный емкостный ток двигателя,
 $I_{\text{с.л}}=0,095$ А – собственный емкостный ток кабельной линии, соединяющей двигатель со сборными шинами РП (см. п. 3.2.4, 10).

Емкость фазы статора двигателя определяется по выражению:

$$C_M = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{НОМ}})}}$$

$$C_M = \frac{0,0187 \cdot 315 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 1,157 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}$$

										Лист
										117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					

Собственный емкостной ток электродвигателя:

$$I_{CM} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{НОМ} \cdot 3 \cdot C_M \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3}}$$

$$I_{CM} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 1,157 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 6,29 \text{ А}$$

Тогда получим:

$$I_c = 6,29 + 0,095 = 6,385 \text{ А.}$$

Отсюда:

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 6,385 = 7,662 \text{ А.}$$

Защита двигателя от замыканий на землю имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Проверим чувствительность защиты по формуле, $I_{O33} = 21,19 \text{ А}$ – рассчитан ранее:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{O33} - I_c}{I_{C3}} = \frac{21,19 - 6,385}{7,662} = 1,93 > 1,25.$$

Следовательно, защита двигателя от замыканий на землю в обмотке статора чувствительна к минимальному току замыкания на землю. Поэтому примем её к установке.

11.5 Защита минимального напряжения

Для защиты двигателя используем одноступенчатую защиту минимального напряжения.

Уставка по напряжению настраивается на снижение напряжения до $U_{\text{МИН}} = 0,7U_H$:

$$U_{C3} = \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_B},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки,

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата реле.

То есть:

$$U_{C3} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 0,935} = 6,8 \cdot 10^3 \text{ В}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий $t_{C3} = 0,55 \text{ с}$.

									Лист
									118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

11.6 Защита от асинхронного режима

При возникновении асинхронного режима работы синхронного двигателя (СД) в статоре и роторе возникают колебания (качания) тока (см. рисунок 9.4). Асинхронный режим может возникать либо при снижении напряжения питания, либо при уменьшении тока возбуждения.

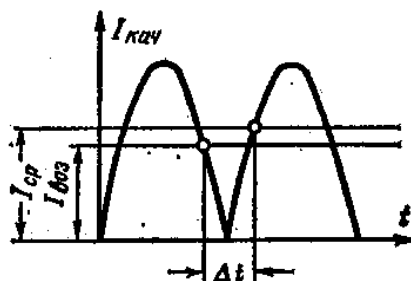


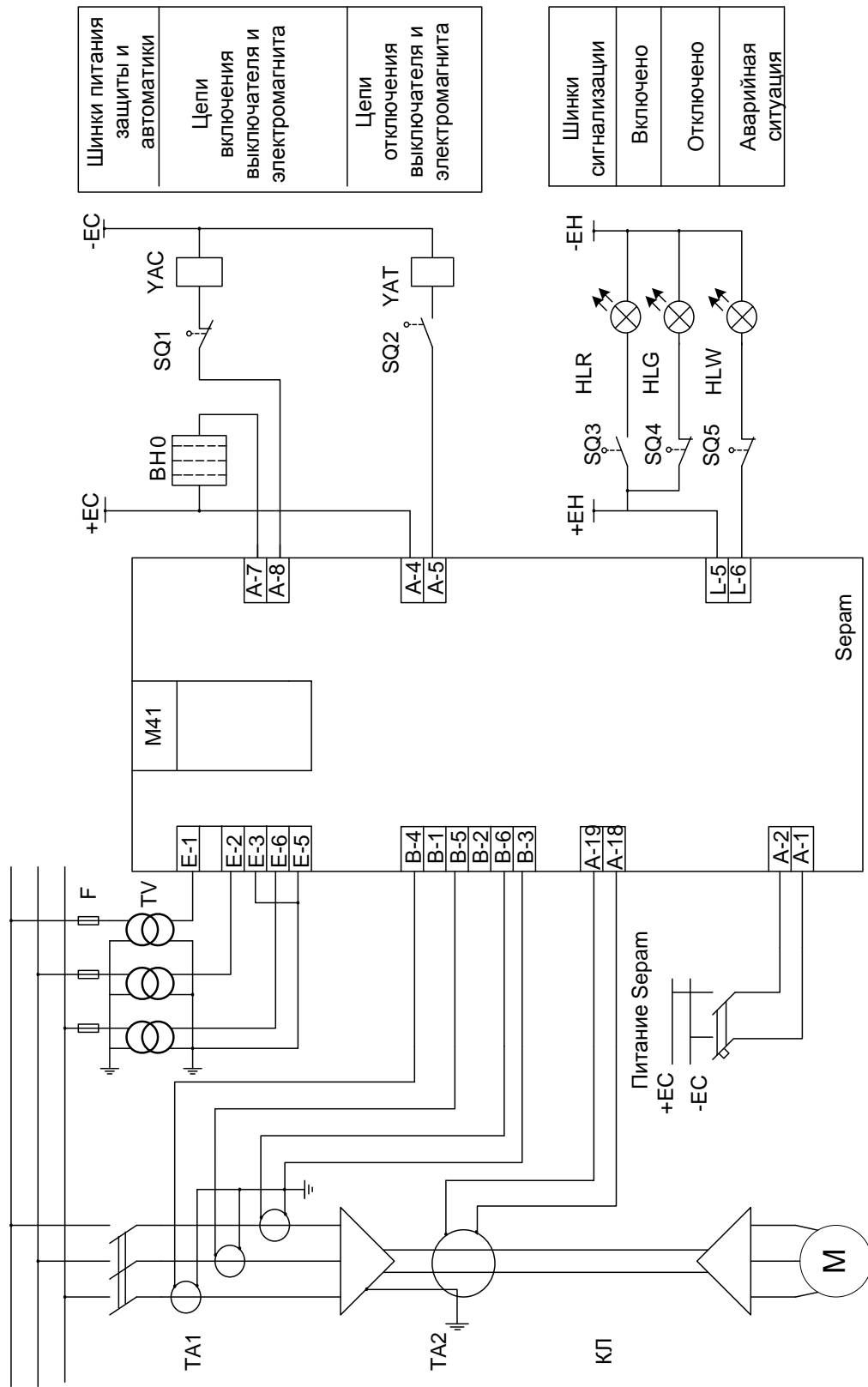
Рисунок 11.4 – Изменение тока статора СД при асинхронном режиме

Одним из вариантов простой защиты является токовая защита. Она может быть выполнена при помощи токового реле с зависимой от тока выдержкой времени (см. рисунок 11.5а) или с помощью мгновенного токового реле, действующего на вспомогательное промежуточное реле с замедленным размыканием контактов (см. рисунок 11.5б). Действие этой защиты основано на том, что она не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (см. рисунок 11.4) и постепенно за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение.

На рисунке 11.6 представлена принципиальная схема релейной защиты синхронного двигателя СД2-85-40-10.

Таблица 11.3 – Спецификация к схеме защиты электродвигателя

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
SAC	Переключатель	LP2T S120	1	
SF3	Выключатель автоматический	C32H-DC 2P	1	
SQ1- SQ5	Путевой выключатель конечный		5	
R3, R4	Резистор постоянный проволочный	C5-35B-25	2	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	



СД2-85-40-10

Шинки питания защиты и автоматики
Цепи включения выключателя и электромагнита
Цепи отключения выключателя и электромагнита

Шинки сигнализации
Включено
Отключено
Аварийная ситуация

Рисунок 1 1.6 – Принципиальная схема релейной защиты синхронного двигателя СД2-85-40-10

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

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

Выводы по разделу 11

В данном разделе была разработана и обеспечена защита синхронного двигателя типа СД2-85-40-10 напряжением $U_H=10$ кВ и мощностью $P_H = 315$ кВт, подключенного с помощью кабельной линии к сборным шинам РП длиной 80 м.

									Лист
									121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СРАВНИВАЕМЫХ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

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

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

Схемы возможного внутреннего электроснабжения механического цеха представлены на рисунке 12.1.

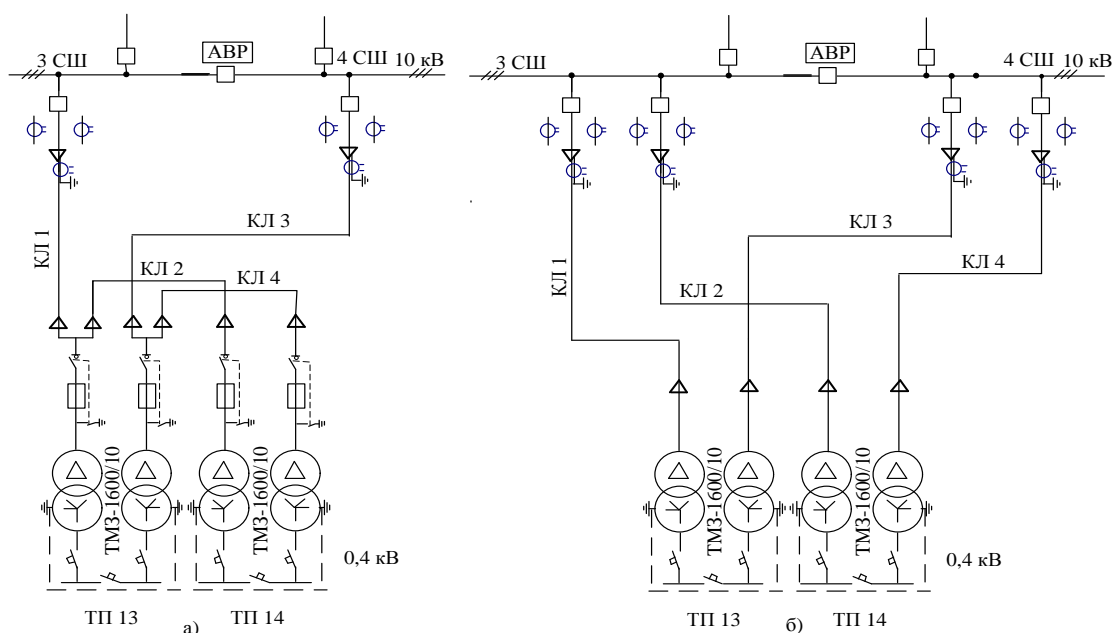


Рисунок 12.1 – Магистральная электрическая схема внутреннего электроснабжения заготовительного цеха(а); Радиальная электрическая схема внутреннего электроснабжения заготовительного цеха(б)

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

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (12.1)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Будем считать, что обе схе-

мы равнонадежны. Соответственно народнохозяйственный ущерб равен нулю.

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

$$E_i = E_n + E_{Ai} + E_{0i}, \quad (12.2)$$

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

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

$$K_i = K_{справ} \cdot K_{дефл} \cdot K_{ндс}, \quad (12.3)$$

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

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

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

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

Стоимость потерь электроэнергии в общем виде:

$$C_{\text{э}} = \Delta A_{\text{л}} \cdot C_0, \quad (12.4)$$

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

C_0 – стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

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

Результаты расчета экономических показателей схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ сведены в таблицы 12.1 и 12.2.

Таблица 12.1 – Экономические показатели магистральной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитальные затраты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, год ⁻¹	Затраты, КЕ, тыс. руб./год	Потери электроэнергии, кВт ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс. руб/год.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ячейка выключателя отходящей линии	шт	2	160	1525,5	0,193	294,4	–	–
Кабельная линия 2хААШв-3х70	км	0,65	2100	2102,3	0,152	319,5	26211	67,5

ГПП – ТП13								
------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ТП13 – ТП14	км	0,099	2100	991,1	0,152	150,6	6188	15,9
Ячейка выключателя на вводе в ТП	шт	4	85	1620,8	0,193	312,8	–	–
Предохранитель	шт.	4	-	2,3	0,193	1,77	-	-
Выключатель нагрузки	шт.	4	-	14	0,193	10,8	-	-
Выключатель автоматиче- ский	шт.	2	-	95	0,193	36,6	-	-
Итого						1126		83,4

Таблица 12.2 – Экономические показатели радиальной схемы внутреннего электроснабжения заготовительного цеха

Наименование оборудования	Единица изме- рения	Кол- во	Стоимость еди- ницы, тыс. руб.	Капитальные заграты, К, тыс. руб.	Отчисления, Е, год ⁻¹ .	Заграты, КЕ, тыс. руб/год.	Потери электро- энергии, кВт ч/год	Стоимость по- терь электро- энергии, Сэ, тыс. руб/год.
Ячейка выключателя отхо- дящей линии	шт	4	160	3051	0,193	588,8	–	–
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ГПП – ТП13	км	0,65	2100	2102,3	0,152	319,5	13126	33,8
Кабельная линия 2хААШв-3х70 ГПП – ТП14	км	0,309	2100	3093,4	0,152	470,2	19313	49,8
Выключатель автоматиче- ский	шт.	4	-	95	0,193	73,34	-	-
Итого						1451,8		83,6

Согласно выражению (12.1):

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

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

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

12.2 SWOT анализ

SWOT анализ для вариантов магистральной и радиальной схем электроснабжения представлен в таблицах 12.3 и 12.4 соответственно.

									Лист
									124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ				

Таблица 12.3 - SWOT анализ для магистральной схемы электроснабжения

Внутренняя среда	Сильные стороны	Слабые стороны
	1 Малый расход кабельной продукции 2 Использование меньшего количества оборудования в РУ 3 Более эффективное использование линий	
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	1 Возможность подключения новых потребителей	1 Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии

Таблица 12.4 - SWOT анализ для радиальной схемы электроснабжения

Внутренняя среда	Сильные стороны	Слабые стороны
	1 Аварийное отключение линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей 2 Малые потери электроэнергии в линии 3 Использование меньшего количества оборудования 4 Использование кабеля меньшего сечения	
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	1 Подключение потребителей высокой мощности	1 Невозможность подключения новых потребителей 2 Невозможность строительства сооружений вдоль траншеи кабельной линии

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

12.3 Поле сил Курта Левина

В данном проекте рассматривается два варианта питания цеховых трансформаторных подстанций, а именно магистрально или радиально. Составим поле сил, чтобы определить наиболее рациональную схему электроснабжения. На рисунке 12.2 представлено поле сил К. Левина.

Из поля сил Левина видно, что движущие силы для питания цеховых ТП по магистральной схеме, преобладают над сдерживающими силами. Из чего следует

Вывод, что стоит использовать магистральную схему электроснабжения для питания подстанций.



Рисунок 12.2 – Поле сил Левина

12.4 Дерево целей проекта

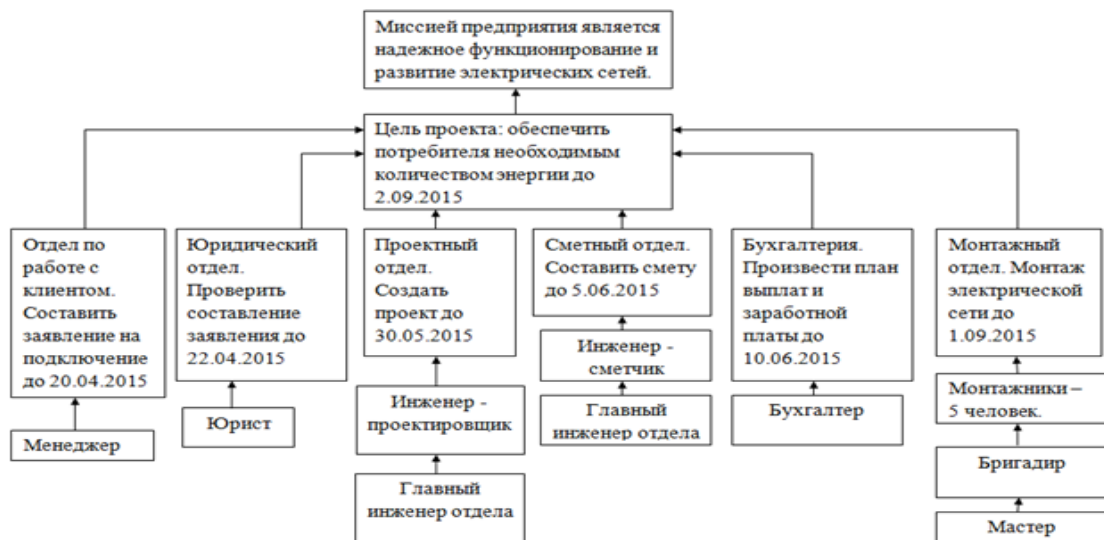


Рисунок 12.3 – Дерево целей проекта

Выводы по разделу 12

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подведем итоги проделанной работы.

В проекте нами были проведены расчеты

- электрических однофазных и трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху,
- низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом,
- расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки,
- расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.

По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 110кВ, а также был произведен выбор всего необходимого электрооборудования.

Нами было выбрано рациональное напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка, был произведён расчёт кабельных линий, а также различная проверка сечений по термической стойкости в нормальном и послеаварийном режимах работы сети.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведён расчет токов КЗ.

На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ. Все изменения и корректировки были внесены в генплан предприятия, а также отражены на электрической схеме.

										<i>Лист</i>
										127
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ</i>					

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Стереотипное.- СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 2 Состояние и перспективы развития элегазовых выключателей
<http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>
- 3 Элегазовые выключатели: современное состояние, проблемы, тенденции развития www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Conferences/2010/K04/104251.pdf
- 4 Электротехнический справочник: Т. 3. Кн 1. Производство и распределение электроэнергии/ Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудиноккого, Л.А. Жукова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.
- 6 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. – Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского – М. 1990. – 114 с.(РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.)
- 7 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Оборудование и автоматизация /Под общ.ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергоиздат, 1981. – 624 с.
- 8 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования, Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергоиздат, 1981. – 406 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под.ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
- 10 Ермилов А.М. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
- 11 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
- 12 Каталог продукции ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» «Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ», 2013. – http://www.uetm.ru/products/146/170/_aview_b5
- 13 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW. Каталог, 2006
- 14 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС». 2012.
- 15 Письмо МинРегразв 01.02.2012 № 19839-ИП/08
- 16 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей. / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, М.: НЦ ЭНАС, 2012 – 313 с.
- 17 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1985. – 279 с.

										Лист
										128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ

18 Ермилов А.М. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. -208 с.

19 Электротехнический справочник: Т. 3. Кн 1. Производство и распределение электроэнергии/ Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудиноккого, Л.А. Жукова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.

20 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – <http://www.elec.ru/library/gosts/gost-32144-2013/>

21 СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология . – <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>

22 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – <http://en-doc.ru/so-153-34-03-603-2003>

23 ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/?frame=1

										Лист
										129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.133.00.00 ПЗ					