

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»

Политехнический институт

Факультет механико-технологический
Базовая кафедра техники и технологии

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой, к.т.н.,
доцент
_____ А.В. Прохоров
_____ 2017 г.

Расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 130302.2017.509. ПЗ ВКР

Руководитель работы,
инженер
_____ С.Н. Разыграев
_____ 2017 г.

Автор работы
студент группы ДО-576
_____ А.А. Жижимов
_____ 2017 г.

Нормоконтролер, старший
преподаватель
_____ Д.П. Химичева
_____ 2017 г.

Озерск 2017

АННОТАЦИЯ

Жижимов А.А. Расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей. – Озерск: ЮУрГУ, ДО-576; 2017. – 73 с. 9 илл., библиогр. список – 40 наим., 17 прил., 4 чертежа ф. А3.

В выпускной квалификационной работе произведен расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей.

Целью работы является получение необходимых знаний по энергоснабжению промышленных предприятий. Задачи работы заключаются в рассмотрении схем, состава оборудования и режимов его работы.

Проектирование «Электропитающих сетей и систем электроснабжения» систематизирует, расширяет и углубляет теоретические знания, знакомит с новейшими достижениями в области проектирования, монтажа и эксплуатации линий электропередачи и электрооборудования подстанций для электроснабжения производств. В ходе проектирования приобретаем опыт самостоятельного решения задач, а также получаем навыки использования нормативной, справочной и учебной литературы.

					130302.2017.509. ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Жижимов А.А.			Расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Разыграев С.Н.					2	73
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра «Техники технологии»		
<i>Н. Контр.</i>		Химичева Д.П.						
<i>Утверд.</i>		Прохоров А.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	9
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	12
2.1 Выбор номинального напряжения сети и воздушной линии	12
2.2 Расчет токов короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования	13
2.3 Выбор высоковольтных выключателей.....	16
2.4 Выбор разъединителей.....	18
2.5 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	20
2.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	21
2.7 Выбор и проверка шинной сборки.....	23
2.8 Проверка кабельной линии W_2	25
2.9 Выбор дифференциальной защиты для T_1	26
2.10 Выбор релейной защиты 6 кВ	31
2.11 Расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей	35
2.12 Определение электрических нагрузок.....	36
2.13 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов подстанции..	38
2.14 Определение центров электрических нагрузок	38
2.15 Выбор местоположения цеховой подстанции	39
2.16 Выбор схемы внутреннего электроснабжения цеха	40
2.17 Выбор и проверка сечений кабелей электроприемников	42
2.18 Выбор сечения кабелей, питающих РП.....	44
2.19 Определение расчетной нагрузки для секций шин ТП.....	48
2.20 Электрический расчет в максимальных и послеаварийных режимах.....	52
2.21 Расчет трехфазного тока короткого замыкания	57
2.22 Расчет однофазного тока короткого замыкания.....	59

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

2.23	Выбор и проверка низковольтной аппаратуры.....	60
2.24	Расчет заземляющих устройств цеха.....	61
2.25	Расчет молниезащиты цеха.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		66
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		67
ПРИЛОЖЕНИЯ		
ПРИЛОЖЕНИЕ А Выбор номинального напряжения сети		74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет токов короткого замыкания.....		86
ПРИЛОЖЕНИЕ В Проверка высоковольтных выключателей		94
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Проверка разъединителей		99
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Проверка трансформаторов тока		101
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Определение электрических нагрузок цеха.....		107
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Выбор трансформаторов цеховой подстанции		115
ПРИЛОЖЕНИЕ И Определение центров электрических нагрузок		122
ПРИЛОЖЕНИЕ К Расчет в максимальных и послеаварийных режимах		127
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Расчет трехфазного тока короткого замыкания		138
ПРИЛОЖЕНИЕ М Расчет однофазного тока короткого замыкания.....		148
ПРИЛОЖЕНИЕ Н Выбор низковольтной защитной аппаратуры		153
ПРИЛОЖЕНИЕ П Расчет заземляющих устройств цеха		162
ПРИЛОЖЕНИЕ Р Схема релейной защиты и автоматики.....		169
ПРИЛОЖЕНИЕ С Принципиальная схема электроснабжения цеха.....		170
ПРИЛОЖЕНИЕ Т Схема заземления и молниезащиты цеха.....		171
ПРИЛОЖЕНИЕ У Силовая схема электроснабжения		172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Актуальность данной темы обусловлена тем, что цех термической обработки предназначен для изготовления мелкосерийного и единичного оборудования на машиностроительном заводе. Цех является составной частью производства машиностроительного завода. Ввод в действие новых цехов, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения. Поэтому основное решение при проектировании электроснабжения цеха является правильное определение электрических нагрузок. Завышение ожидаемых нагрузок приводит к удорожанию строительства, перерасходу проводникового материала и неоправданному увеличению мощности трансформаторов и прочего оборудования. Занижение может привести к уменьшению пропускной способности электросети, к лишним потерям мощности, перегреву проводов, кабелей и трансформаторов, а следовательно, к сокращению срока их службы.

Целью выпускной квалификационной работы является расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- изучить отечественных и зарубежных разработчиков вакуумных выключателей;
- определить порядок расчета систем электроснабжения цеха;
- описать процесс расчетов;
- вычислить параметры электрооборудования цеха термической обработки;
- определить путем расчетов мероприятия и средства обеспечивающие безопасность людей в электроустановках, сохранность зданий, сооружений и оборудования, расчеты касаются заземления и молниезащиты.

Объектом выпускной квалификационной работы: является цех термической обработки комплектующих частей машиностроительного завода.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА.....	15
2.1 Выбор номинального напряжения сети и воздушной линии	15
2.2 Расчет токов короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования	16
2.3 Выбор высоковольтных выключателей.....	19
2.4 Выбор разъединителей.....	21
2.5 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	23
2.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	24
2.7 Выбор и проверка шинной сборки.....	26
2.8 Проверка кабельной линии W_2	28
2.9 Выбор дифференциальной защиты для T_1	29
2.10 Выбор релейной защиты 6 кВ	34
2.11 Расчет электроснабжения цеха термической обработки.....	38
2.12 Определение электрических нагрузок.....	39
2.13 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов.....	41
2.14 Определение центров электрических нагрузок	41
2.15 Выбор местоположения цеховой подстанции	42
2.16 Выбор схемы внутреннего электроснабжения цеха	43
2.17 Выбор и проверка сечений кабелей электроприемников	45
2.18 Выбор сечения кабелей, питающих РП.....	47
2.19 Определение расчетной нагрузки для секций шин ТП.....	49
2.20 Расчет в максимальных и послеаварийных режимах.....	55
2.21 Расчет трехфазного тока короткого замыкания	57
2.22 Расчет однофазного тока короткого замыкания.....	59
2.23 Выбор и проверка низковольтной аппаратуры.....	60
2.24 Расчет заземляющих устройств цеха	61

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

2.25 Расчет молниезащиты цеха.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	70
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А Выбор номинального напряжения сети	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет токов короткого замыкания.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ В Проверка высоковольтных выключателей	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Проверка разъединителей	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Проверка трансформаторов тока	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Определение электрических нагрузок цеха	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Выбор трансформаторов цеховой подстанции	115
ПРИЛОЖЕНИЕ И Определение центров электрических нагрузок	122
ПРИЛОЖЕНИЕ К Расчет в максимальных и послеаварийных режимах	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Расчет трехфазного тока короткого замыкания	138
ПРИЛОЖЕНИЕ М Расчет однофазного тока короткого замыкания.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Н Выбор низковольтной защитной аппаратуры	153
ПРИЛОЖЕНИЕ П Расчет заземляющих устройств цеха	162
ПРИЛОЖЕНИЕ Р Схема релейной защиты и автоматики.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ С Принципиальная схема электроснабжения цеха.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ Т Схема заземления и молниезащиты цеха.....	171
ПРИЛОЖЕНИЕ У Силовая схема электроснабжения	172

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Актуальность данной темы обусловлена тем, что цех термической обработки предназначен для изготовления мелкосерийного и единичного оборудования на машиностроительном заводе. Цех является составной частью производства машиностроительного завода. Ввод в действие новых цехов, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения. Поэтому основное решение при проектировании электроснабжения цеха является правильное определение электрических нагрузок. Завышение ожидаемых нагрузок приводит к удорожанию строительства, перерасходу проводникового материала и неоправданному увеличению мощности трансформаторов и прочего оборудования. Занижение может привести к уменьшению пропускной способности электросети, к лишним потерям мощности, перегреву проводов, кабелей и трансформаторов, а следовательно, к сокращению срока их службы.

Целью выпускной квалификационной работы является расчет электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- изучить отечественных и зарубежных разработчиков вакуумных выключателей;
- определить порядок расчета систем электроснабжения цеха;
- описать процесс расчетов;
- вычислить параметры электрооборудования цеха термической обработки;
- определить путем расчетов мероприятия и средства обеспечивающие безопасность людей в электроустановках, сохранность зданий, сооружений и оборудования, расчеты касаются заземления и молниезащиты.

Объектом выпускной квалификационной работы: является цех термической обработки комплектующих частей машиностроительного завода.

Предметом выпускной квалификационной работы развитие и рост отечественного машиностроения требует непрерывного улучшения качества и

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

надёжности изделий путём внедрения прогрессивных способов обработки металла. Важная роль в этом направлении принадлежит термической обработке для повышения физико-химических свойств деталей.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы электроснабжение цеха с электроприемниками относящимися ко второй третьей категории надежности электроснабжения.

Структура выпускной квалификационной работы состоит из введения, двух разделов, заключения и библиографического списка. Раздел 1 посвящена теоретическому обоснованию темы исследования, описываются имеющиеся российские и зарубежные аналоги вакуумных выключателей. Раздел 2 посвящен расчету, выбору и проверке электрооборудования электропитающих сетей и систем электроснабжения.

Объем выпускной квалификационной работы составляет 73 страницы машинописного текста и содержит 9 иллюстраций, 42 таблицы, библиографический список из 40 наименований и 17 приложений.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В настоящее время вакуумные выключатели стали доминирующими аппаратами для электрических сетей напряжением 6–35 кВ. Основными преимуществами вакуумных выключателей (по сравнению с масляными и газовыми), определяющими рост их доли на рынке, являются:

- более высокая надежность;
- меньшие затраты на обслуживание.

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

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

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

Достоинства вакуумных выключателей:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

- простота конструкции (отсутствие клапанов, компрессоров и других вспомогательных устройств) и надежность в работе;
- относительно небольшие габариты и масса;
- отсутствие сжатого воздуха или трансформаторного масла;
- малое время отключения (0,03–0,05 с);
- отсутствие масла и других горючих материалов (взрывобезопасность);
- высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка (отсутствие шунтирующих резисторов);
- бесшумная работа;
- отсутствие выбросов в атмосферу;
- удобны для отключения емкостной нагрузки;
- полная герметизация дугогасительного устройства;
- произвольное положение камеры;
- отсутствует ударная нагрузка на фундамент, характерная для масляных выключателей;
- малый ход и скорость контактов позволяют применять легкие, небольшие пружинные или электромагнитные приводы.

Недостатки вакуумных выключателей:

- вблизи нуля наблюдается срез тока, сопровождающийся перенапряжениями при отключении малых индуктивных токов;
- для борьбы с перенапряжениями необходимо применять RC-цепочки, ОПН, либо использовать выключатели с электромеханическим способом устранения перенапряжения;
- в выключателях на напряжении выше 35 кВ несколько камер необходимо соединять последовательно;
- требуют больших капиталовложений, что определяет довольно высокую их стоимость.

Основные параметры отечественных и зарубежных вакуумных выключателей представлены в таблице 1.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Техническое сравнение вакуумных выключателей до 10 кВ

Наименования параметра	Вакуумный выключатель VD4	Вакуумный выключатель Sion	Вакуумный выключатель ВВ/TEL
Производитель	ABB (Италия)	Siemens (Германия)	Таврида-Электрик (Россия, Йошкар- Ола)
Тип силового выключателя (дуогасительной камеры)	Вакуумный (поле радиальное)	Вакуумный (поле радиальное)	Вакуумный (поле аксиальное)
Тип привода силового выключателя	Пружинно-моторный	Пружинно-моторный	Электромагнитный с магнитной защелкой
Номинальное напряжение выключателя, кВ	10,0	10,0	10,0
Наибольшее рабочее напряжение выключателя, кВ	12,0	12,0	12,0
Номинальный ток выключателей, А	630;1000;1250,1600; 2000; 2500; 3150; 4000	800;1250, 2000; 2500; 3150	630;1000; 1250;1600; 2000
Номинальный ток отключения, выключателей, кА	20–50	20–40	20–31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости выключателей, кА	51–125	51–100	51–81
Номинальный ток термической стойкости для выключателей, кА, 3сек.	20–50	20–40	20–31,5
Возможность управления при потере оперативного тока	есть	есть	Есть, при использовании доп. блока BAV/TEL
Ресурс отключения номинального тока, не менее операций	15 000 (31,5–50кА) 30 000 (20, 25кА)	10 000	30 000 (31,5кА) 50 000 (20кА) 100 000 (версия FT2)
Механический ресурс, не менее операций	15 000–30 000	10 000	30 000 (31,5кА) 50 000 (20кА) 100 000 (версия FT2)
Ресурс отключения номинального тока КЗ, не менее операций	80 (при 25кА)	130 (при 25кА) 50 (при 40кА)	130 (при 25кА) 50 (при 40кА)
Собственное время отключения, мс	не более 60	не более 65	27;20;10
Время горения дуга, мс	не более 15	не более 15	не более 15
Полное время отключения, мс	не более 75	не более 80	42, 35, 25
Время включения, мс	не более 80	не более 75	42;32;22
Время взвода пружины, с	не более 5	не более 10	---
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-96	Нормальная, уровень «б»	Нормальная, уровень «б»	Нормальная, уровень «б»
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У3	У3	У3
Верхнее предельное значение рабочей температуры окружающего воздуха, ° С	+40	+40	+55
Нижнее предельное значение рабочей температуры окружающего воздуха, ° С	-25	-25	-40
Срок службы не менее, лет	30	30	30

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА

Исходная схема электроснабжения приведена на рисунке 1.

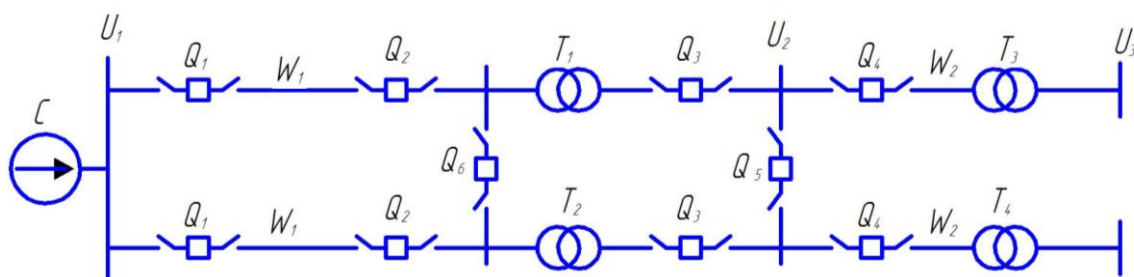


Рисунок 1 – Исходная схема электроснабжения

Наше предприятие находится от источника питания на расстоянии 85 км, заданная мощность системы 400 МВА, относительное сопротивление системы 0,7 ом, расстояние от предприятия до ЦРП 2,5 км, мощность предприятия по расчётной нагрузке в которую входит наш цех составляет 36 МВА.

2.1 Выбор напряжения питающей сети, трансформаторов Т1 и Т2 и воздушной линии

Выбор номинального напряжения сети по имперической формуле Илларионова

Для предварительного определения номинального напряжения проектируемой сети воспользуемся формулой:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{P_i}}},$$

где L_i – длина линии, км;

P_i – передаваемая по линии мощность, МВт.

Активная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi_i$$

Задано $S_{\text{ПОТР}} = 36,0 \text{ МВА}$, а так же $\cos \varphi_i = 0,95$ для нагрузки.

$$P_{\text{ПОТР}} = 36,0 \cdot 0,95 = 32,3 \text{ МВт}$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{85} + \frac{2500}{32,3}}} = \frac{1000}{\sqrt{81,94}} = 110,5 \text{ кВ}$$

Из расчета видно, что ближайшее стандартное напряжение является 110 кВ, но для принятия правильного решения произведем расчет, основанный на технико-экономическом сравнении вариантов выбора номинального напряжения сети $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ или $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$.

Технико-экономическое обоснование смотри приложение А.

После технико-экономического сравнения выбирается номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, с соответствующим электрическим оборудованием: воздушной линией АС 120/19, трансформаторами Т1, Т2 – ТД 40000/110.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования

Определение параметров элементов схемы замещения

Расчет токов короткого замыкания начинается с составления расчетной схемы системы.

Схема для расчетов токов короткого замыкания представлена на рисунке 2.

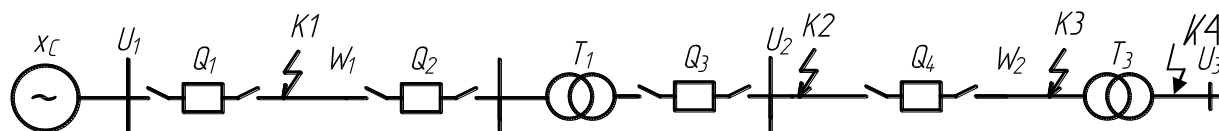


Рисунок 2 – Расчетная схема системы электроснабжения

Расчет короткого замыкания производится в относительных единицах с использованием приближенного приведения.

При расчете все значения сопротивлений схемы будут выражены в относительных единицах (о.е.) и приведены к выбранной базовой мощности $S_б = 400 \text{ МВА}$.

Для выполнения данного расчета, нам необходимо составить схему замещения используя расчетную схему на рисунке 3.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

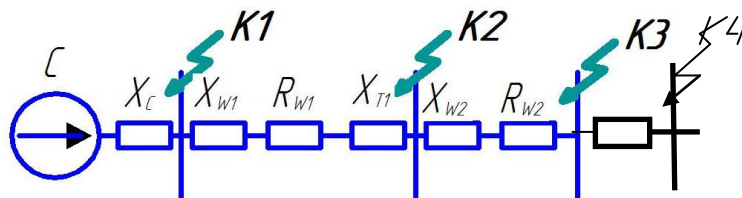


Рисунок 3 – Полная схема замещения системы электроснабжения

Определим сопротивления схемы замещения при выбранной базисной мощности $S_{Сном} = S_{\delta} = 400$ МВА и базисного напряжения на каждой ступени $U_{\delta i} = U_{cpi}$:
 $U_{cpK1} = 115$ кВ, $U_{cpK2} = 6,3$ кВ, $U_{cpK3} = 6,3$ кВ.

Параметры элементов, необходимых для расчета сопротивлений определяются ниже.

Базисный ток I_{δ} для каждой ступени трансформации определяется по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}},$$

где S_{δ} – выбранная базовая мощность, МВА;

U_{δ} – базовая ступень напряжения в месте К.З., кВ.

Определим базовый ток для ступени напряжения $U_{\delta} = 115$ кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{400}{1,73 \cdot 115} = 1,5 \text{ кА.}$$

Определим базовый ток для ступени напряжения $U_{\delta} = 6,3$ кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{400}{1,73 \cdot 6,3} = 36,7 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_{*C} = x_{номC} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Сном}},$$

где $S_{Сном}$ – заданная мощность системы, МВА;

S_{δ} – выбранная базовая мощность, МВА.

Определим сопротивление системы X_C , приведенное к $S_{\delta} = 400$ МВА:

$$X_{*C} = 0,7 \cdot \frac{400}{400} = 0,7 \text{ о. е.}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется по формуле:

$$X_{* \text{трансф}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение К.З. трансформатора, %;

$S_{\text{б}}$ – выбранная базовая мощность, МВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Определим сопротивление трансформатора Т1, приведенное к $S_{\text{б}} = 400$ МВА:

$$x_{* \text{Т1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{400}{40} = 0,78 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 в относительных единицах определяется по формуле:

$$X_{* \text{линии}} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $X_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом;

l – длина линии, км;

$S_{\text{б}}$ – выбранная базовая мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение в месте установки линии электропередачи, кВ.

Определим индуктивное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 приведенное к $S_{\text{б}} = 400$ МВА:

$$X_{W1} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,427 \cdot 85 \cdot \frac{400}{115^2} = 1,08 \text{ о.е.}$$

$$X_{W2} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,083 \cdot 2,0 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 определяется по формуле:

$$R_{* \text{линии}} = r_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $r_{\text{уд}}$ – активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом;

l – длина линии, км;

$S_{\text{б}}$ – выбранная базовая мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение в месте установки линии электропередачи, кВ.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим активное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2, приведенное к $S_6 = 400$ МВА:

$$R_{W1} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,249 \cdot 85 \cdot \frac{400}{115^2} = 0.62 \text{ о.е.}$$

$$R_{W2} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,31 \cdot 2,0 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 1,1 \text{ о.е.}$$

В дальнейшем при расчете тока К.З. в точке К3 будем принимать во внимание активное сопротивление кабельной линии $R_{W2} = 1,1 \text{ о.е.}$, т.к. $\sum r \geq \frac{1}{3} \sum X$.

Параметры элементов схемы замещения для определения токов короткого замыкания сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры элементов схемы замещения

№	Элементы расчетной схемы	Относительные единицы
1	Энергосистема	$x_{*c} = 0,7 \text{ о.е.}$
2	Трансформатор Т1	$x_{*T1} = 1,01 \text{ о.е.}$
3	Линия W ₁	$x_{*W1} = 1,08 \text{ о.е.}; r_{*W1} = 0.62 \text{ о.е.}$
4	Линия W ₂	$x_{*W2} = 0,3 \text{ о.е.}; r_{*W1} = 1,1 \text{ о.е.}$

Расчёт токов короткого замыкания произведён, смотри приложение Б.

Таблица 3 – Расчётные данные по токам короткого замыкания

Расчетные токи	К1	К2	К3	К4
Приведение	Ток, приведенный к ступени 115кВ	Ток, приведенный к ступени 6,3 кВ	Ток, приведенный к ступени 6,3 кВ	Ток, приведенный к ступени 0,4 кВ
$I_{n0,ki}, \text{кА}$	2,8	13,1	10,4	12,5
$i_{y0}, \text{кА}$	6,7	26,3	16,1	18,3

2.3 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор выключателей Q4 на напряжение 6 кВ

Выбираются вакуумные выключатели в выкатном исполнении ВВ/TEL-10-20/630-У2. Параметры выключателя приведены в таблице 4.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Выключатели выбирают по номинальному напряжению, номинальному току.

Таблица 4 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10-20/630-У2

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётные параметры
Номинальное напряжение	10000 В	$U_{номВ} \geq U_{уст}$	6000 В
Номинальный ток	630 А	$I_{номВ} \geq I_{р\max}$	123,2 А

Собственное время отключения выключателя = 0,027 с;

Полное время отключения выключателя = 0,037 с.

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого составляет: $I_{р\max} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 123,2 \text{ А}$.

Проверка вакуумного выключателя произведена смотри приложение В.

Выбор выключателей Q3, Q5 на напряжение 6 кВ

Выбираются вакуумные выключатели в выкатном исполнении ВР3-10-40/3150-У2. Параметры выключателя приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры выключателя ВР3-10-40/3150-У2

Параметр выключателя	Паспортные параметра	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	10000 В	$U_{номВ} \geq U_{уст}$	10000 В
Номинальный ток	3150 А	$I_{номВ} \geq I_{р\max}$	3082 А

Собственное время отключения выключателя = 0,055 с;

Полное время отключения выключателя = 0,07 с.

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого составляет: $I_{р\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 3082 \text{ А}$.

Проверка вакуумного выключателя произведена смотри приложение В.

Выбор выключателей Q2, Q6 на напряжение 110 кВ.

Для распределительного устройства 110 кВ выбирается вакуумные выключатели типа ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1. Параметры выключателя приведены в таблице 6.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Таблица 6 – Параметры выключателя ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	110000 В	$U_{номВ} \geq U_{уст}$	110000 В
Номинальный ток	2000 А	$I_{номВ} \geq I_{р\max}$	402,1 А

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого составляет: $I_{р\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 2 = 402,1 \text{ А}$.

Проверка вакуумного выключателя произведена смотри приложение В.

Выбор выключателей Q1 на напряжение 110кВ.

Для распределительного устройства 110 кВ выбираются вакуумные выключатели типа ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1. Параметры выключателя приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры выключателя ВПБ-110Ш-31,5/2000 УХЛ1

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	110000 В	$U_{номВ} \geq U_{уст}$	110000 В
Номинальный ток	2000 А	$I_{номВ} \geq I_{р\max}$	402,1 А

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого составляет: $I_{р\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 2 = 402,1 \text{ А}$.

Проверка вакуумного выключателя произведена смотри приложение В.

2.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей QS2, QS6 на напряжение 110 кВ

Выбираются разъединители типа РГ-110/1000 УХЛ1. Параметры разъединителей приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры разъединителей РГ-110/1000 УХЛ1

Параметр разъединителя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	110000 В	$U_{номР} \geq U_{уст}$	110000 В
Номинальный ток	1000 А	$I_{номР} \geq I_{р\max}$	402,1 А

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого

составляет:
$$I_{p\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 2 = 402,1 \text{ А.}$$

Проверка разъединителей произведена смотри приложение Г.

Выбор разъединителей QS1 на напряжение 110 кВ

Выбираются разъединители типа РГ-110/1000 УХЛ1. Параметры разъединителей приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры разъединителей РГ-110/1000 УХЛ1

Параметр разъединителя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	110000 В	$U_{номР} \geq U_{уст}$	110000 В
Номинальный ток	1000 А	$I_{номР} \geq I_{p\max}$	402,1 А

Максимальный рабочий ток по одному фидеру ввода при отключении другого

составляет:
$$I_{p\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 2 = 402,1 \text{ А.}$$

Проверка разъединителей произведена смотри приложение Г.

Выбор разъединителей Q3,Q4,Q5 на напряжение 6 кВ

Выбираются для наружной установки разъединители типа РОН-10К/50С0

Таблица 10 – Параметры разъединителей РОН-10К/50С0

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	10 кВ	$U_{номР} \geq U_{уст}$	10 кВ
Номинальный ток	5000 А	$I_{номР} \geq I_{p\max}$	3082 А
Ток динамической стойкости	180 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{уд}$	20 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 31,5 \text{ кА}$ $t_T = 4 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \geq B_{\kappa}$	7,9 кА ² ·с

Максимальный рабочий ток составляет:

$$I_{p\max} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 3082 \text{ А}$$

Проверка разъединителей произведена смотри приложение Г.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

2.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор и проверка трансформатора тока 6 кВ отходящего присоединения W2.

Для подключения измерительных приборов с токовыми обмотками к силовым цепям в рассечку силовой цепи устанавливают трансформаторы тока.

Предварительно выбирается трансформатор тока типа ТОЛ-10. Параметры трансформатора тока приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-10

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	10000 В	$U_{номтт} \geq U_{ном}$	10000 В
Номинальный ток	150 А	$I_{номтт} \geq I_{рmax}$	123,2 А

Определение номинального тока трансформатора тока:

$$I_{рmax} = \frac{S_{номтз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 123,2 \text{ А}$$

$$I_{номтт} = 150 \text{ А} \geq I_{рабmax} = 123,2 \text{ А}$$

$$\text{Коэффициент трансформатора тока: } n_{тт} = \frac{I_{1номтт}}{I_{2номтт}} = \frac{150}{5} = 30.$$

Проверка трансформаторов тока произведена смотри приложение Д.

Выбор и проверка трансформатора тока 6 кВ для вводных выключателей РУ 10 кВ.

Выбирается трансформатор тока типа ТОЛ-10-М-4. Параметры трансформатора тока приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-10-М-4

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальное напряжение	10000 В	$U_{номтт} \geq U_{ном}$	10000 В
Номинальный ток	4000 А	$I_{номтт} \geq I_{рmax}$	3082 А

Определение номинального тока трансформатора тока:

$$I_{рmax} = \frac{S_{номтз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 3082 \text{ А}$$

$$I_{номтт} = 4000 \text{ А} \geq I_{рабmax} = 3082 \text{ А}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

$$\text{Коэффициент трансформатора тока: } n_{\text{тт}} = \frac{I_{1\text{номтт}}}{I_{2\text{номтт}}} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Проверка трансформаторов тока произведена смотри приложение Д.

Выбор и проверка трансформатора тока 110 кВ.

Выбирается элегазовый трансформатор тока типа ТРГ-110. Параметры трансформатора тока приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры трансформатора тока ТРГ-110

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
1. Номинальное напряжение	110000 В	$U_{\text{номтт}} \geq U_{\text{ном}}$	110000 В
2. Номинальный ток	500 А	$I_{\text{номтт}} \geq I_{\text{рmax}}$	281,5 А

Определение номинального тока трансформатора тока:

$$I_{\text{рmax}} = \frac{S_{\text{номТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 1,4 = 281,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{номтт}} = 500 \text{ А} \geq I_{\text{рабmax}} = 281,5 \text{ А}$$

$$\text{Коэффициент трансформатора тока: } n_{\text{тт}} = \frac{I_{1\text{номтт}}}{I_{2\text{номтт}}} = \frac{500}{5} = 100.$$

Проверка трансформаторов тока произведена смотри приложение Д.

2.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбирается трансформатор напряжения измерительный масляный антирезонансный на 110 кВ типа НАМИ-110 [17]. Параметры трансформатора напряжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-110

Параметр трансформатора напряжения	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
1. Номинальное напряжение	110 кВ	$U_{\text{номтт}} \geq U_{\text{ном}}$	110 кВ
2. Класс точности		0,5	
3. Вторичная нагрузка	400 ВА	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$	11,4 ВА

Коэффициент трансформатора напряжения: $n_{\text{тн}} = \frac{U_{1\text{номтт}}}{U_{2\text{номтт}}} = \frac{110000}{100}$, класс точности 0,5.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Проверка по вторичной нагрузке.

Номинальная нагрузка трансформатора напряжения НАМИ-110 по паспортным данным [17]: $S_{ном} = 400$ ВА.

Перечень измерительных приборов устанавливаемых в цепи представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА	
		P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	М-381-1	2	-
Счетчик активной энергии	И-680	4	9,7
Итого		6	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6^2 + 9,7^2} = 11,4 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор НАМИ-110 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимую для присоединения счетчиков, 400 ВА. Таким образом $S_{2\Sigma} = 11,4 \text{ ВА} \leq S_{ном} = 400 \text{ ВА}$, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

Выбор и проверка трансформатора напряжения 6 кВ.

Выбирается трансформатор напряжения на 6 кВ типа НТМИ-6 [18].

Параметры трансформатора напряжения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры трансформатора напряжения НТМИ-6

Параметр трансформатора напряжения	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
1. Номинальное напряжение	6 кВ	$U_{номтг} \geq U_{ном}$	6 кВ
2. Класс точности		0,5	
3. Вторичная нагрузка	50 ВА	$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	11,4 ВА

Коэффициент трансформатора напряжения: $n_{тн} = \frac{U_{1номтг}}{U_{2номтг}} = \frac{6000}{100}$, класс точности 0,5.

Проверка по вторичной нагрузке.

Номинальная нагрузка трансформатора напряжения НТМИ-6 по паспортным данным [18]: $S_{ном} = 50 \text{ ВА}$.

Перечень измерительных приборов устанавливаемых в цепи представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА	
		P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	М-381-1	2	-
Счетчик активной энергии	И-680	4	9,7
Итого		6	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6^2 + 9,7^2} = 11,4 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор НТМИ-6 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимую для присоединения счетчиков, 50 ВА. Таким образом $S_{2\Sigma} = 11,4 \text{ ВА} \leq S_{ном} = 50 \text{ ВА}$, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

2.7 Выбор и проверка шинной сборки напряжением 6 кВ

Выбирается шины в цепи трансформатора ТД 40000/110 со стороны 6 кВ.

Определение расчетных токов продолжительных режимов:

$$I_{номi} = I_{номti} = \frac{S_{ном,t}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{max} = (1,3 \div 1,4) \cdot I_{номti}$$

$$I_{номi} = I_{номti} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 2202 \text{ А}$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 2202 = 3082 \text{ А}$$

Принимается по ПУЭ две алюминиевые шины коробчатого сечения 2 (100x45x6) мм сечением $2 \times 1010 \text{ мм}^2$.

Допустимый ток на две шины по ПУЭ: $I_{доп} = 3500 \text{ А}$.

$$I_{max} < I_{доп}$$

$$I_{max} = 3082 \text{ А} < I_{доп} = 3500 \text{ А}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

По условию нагрева в продолжительном режиме шина проходит.

Проверка шин на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$
$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{омк} + T_a),$$

где B_k – тепловой импульс тока короткого замыкания;

C – функция, значение которой приведены [10, табл.3.14].

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент для точки К2 определены в п5.3: $T_a = 0,05$ с, $\kappa_y = 1,82$.

$$B_k = I_{нок2}^2 \cdot (t_{омк} + T_a) = 13,1^2 \cdot (0,09 + 0,05 + 0,5) = 29,04 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Принимается из [10, табл.3.14] $C = 91 \text{ с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{29,04 \cdot 10^6}}{91} = 59,2 \text{ мм}^2$$

Что меньше выбранного сечения $2 \times 1010 \text{ мм}^2$, следовательно, шины термически стойки.

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда по [10, табл.П3.3] момент сопротивления сечения двух сращенных шин $W_{y0-y0} = 167 \text{ см}^3$.

Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами при расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем [10, табл.4.3]:

$$\sigma_{ф, max} = 2,2 \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot \ell^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8},$$

где ℓ – длина пролета между изоляторами;

a – расстояние между фазами;

W_{y0-y0} – момент сопротивления.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{но,к2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}, \quad a = 0,8 \text{ м}, \quad \ell = 2 \text{ м}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot \frac{26300^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 0,201 \text{ МПА}$$

Сила взаимодействия между швеллерами, составляющими шину коробчатого профиля:

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_{y0}^2}{h} \cdot 10^{-7},$$

где h – высота шин.

У принятых двух алюминиевых шини коробчатого сечения $2 \times 1010 \text{ мм}^2$ [10, табл.ПЗ.3] высота составляет $h = 0,15 \text{ м}$.

Тогда сила взаимодействия между швеллерами, составляющими шину коробчатого профиля:

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{26300^2}{0,15} \cdot 10^{-7} = 102,1 \text{ Н/м}$$

Принимая [10, табл.ПЗ.3] момент сопротивления полосы $W_{\Pi} = W_{y0-y0} = 14,7 \text{ см}^3$ и [10, табл.4.3] шины алюминиевые $\sigma_{\text{дон}} = 82,3 \text{ МПА}$ определим напряжение в материале шин от действия силы f_{Π} :

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot \ell_{\Pi, \max}^2}{12 \cdot W_{\Pi}}$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{102,1 \cdot 2^2}{12 \cdot 14,7} = 2,31 \text{ МПА}$$

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} + \sigma_{\Pi} < \sigma_{\text{дон}},$$

где $\sigma_{\text{дон}}$ – допустимое напряжение.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} + \sigma_{\Pi} = 0,201 + 2,31 = 2,51 \text{ МПА} < \sigma_{\text{дон}} = 82,3 \text{ МПА}$$

Таким образом, шины механически прочны.

2.8 Проверка кабельной линии W_2 на термическую стойкость

Проверяется кабельная линия W_2 на термическую стойкость.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания в точке К2 определена: $T_a = 0,05$.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Ток короткого замыкания в точке К2: $I_{н0,к2} = 13,1$ кА .

$$B_k = I_{н0,к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 13,1^2 \cdot (0,037 + 0,02 + 0,05) = 3,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Принимается $C_m = 92 \text{ с}^{1/2}/\text{мм}^2$ по [10, табл.3.14].

$$F_{min} = \frac{\sqrt{3,1 \cdot 10^6}}{92} = 22,5 \text{ мм}^2, \text{ что меньше выбранного сечения кабеля АСБ 6}$$

$3 \times 25 \text{ мм}^2$, следовательно кабель по термической стойкости проходит.

2.9 Выбор дифференциальной защиты трансформатора Т1 на электромеханических реле

Измерительная часть дифференциальной защиты трансформаторов 110 кВ состоит из двух реле типа ДЗТ-11.

Для осуществления защиты используются трансформаторы тока, установленные с обеих сторон защищаемого трансформатора. Вторичные обмотки трансформаторов тока и реле соединяются в схему подольной дифференциальной защиты.

Расчет защиты состоит в определении токов срабатывания защиты и реле, числа витков обмоток реле.

Номинальный ток трансформатора со стороны ВН:

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{номТ1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}} \cdot 1,4 = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000} \cdot 1,4 = 281,5 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора со стороны НН:

$$I_{ном}^{НН} = \frac{S_{номТ1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}} \cdot 1,4 = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 3082 \text{ А}$$

Определим вторичный номинальный ток трансформатора тока (т.т.), установленного на стороне ВН:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{ном.ТТ}^{НН} = \frac{K_{сх}^{ВН} \cdot I_{ном}^{ВН}}{K_{ТТ}^{ВН}},$$

где $K_{сх}^{ВН}$ – коэффициент схемы;

$K_{ТТ}^{ВН}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

В качестве схемы соединения обмоток трансформатора тока 500/5 на стороне ВН выбирается «треугольник», для которого $K_{сх}^{ВН} = \sqrt{3}$.

$$I_{ном.ТТ}^{НН} = \frac{K_{сх}^{ВН} \cdot I_{ном}^{ВН}}{K_{ТТ}^{ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 281,5}{500 / 5} = 4,87 \text{ А}$$

Определим вторичный номинальный ток трансформатора тока 4000/5 (т.т.), установленного на стороне НН:

В качестве схемы соединения обмоток трансформатора тока на стороне НН выбирается «неполная звезда», для которой $K_{сх}^{ВН} = 1$.

$$I_{ном.ТТ}^{НН} = \frac{K_{сх}^{ВН} \cdot I_{ном}^{ВН}}{K_{ТТ}^{ВН}} = \frac{1 \cdot 3082}{4000 / 5} = 3,85 \text{ А}.$$

Расчет минимального тока трехфазного короткого замыкания $I_{н0.мин}^{(3)}$, А:

– на среднем ответвлении РПН:

$$I_{н0.мин}^{(3)} = \frac{U_{ном.ср}}{\sqrt{3} \cdot x_{ср}},$$

где $U_{ном.ср}$ – напряжение на среднем ответвлении РПН;

$x_{ср}$ – сопротивление обмоток трансформатора в среднем ответвлении РПН.

Сопротивление обмоток трансформатора на среднем ответвлении РПН:

$$x_{ср} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном.ср}^2}{S_{ном}}$$

$$x_{ср} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 36,4 \text{ Ом}$$

Минимальный ток трёхфазного короткого замыкания на среднем ответвлении РПН:

$$I_{н0.мин}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 36,4} = 1826 \text{ А}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Минимальный ток двухфазного короткого замыкания на среднем ответвлении РПН:

$$I_{п0мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0мин}^{(3)}$$
$$I_{п0мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1826 = 1579,5 \text{ А}$$

Сопротивление обмоток трансформатора на крайнем ответвлении РПН:

$$x_{кр} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном.ср}^2}{S_{ном}}$$

где $U_{ном.ср}$ – напряжение на крайнем ответвлении РПН.

Весь диапазон регулятора РПН $\pm 2 \times 2,5 \%$ практически не может быть использован, так как, в соответствии со стандартом на качество электрической энергии, минимальное напряжение в кратковременном режиме не должно снижаться более, чем на 10 %.

$$U_{ср} = U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U)$$

$$U_{ср} = 115 \cdot (1 - 0,1) = 103,5 \text{ кВ}$$

Сопротивление обмоток:

$$x_{кр} = \frac{11}{100} \cdot \frac{103,5^2}{40} = 29,4 \text{ Ом}$$

Минимальный ток трёхфазного короткого замыкания на крайнем ответвлении РПН:

$$I_{п0мин}^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot x_{кр}}$$

$$I_{п0мин}^{(3)} = \frac{103500}{\sqrt{3} \cdot 29,4} = 2030 \text{ А}$$

Минимальный ток двухфазного короткого замыкания на крайнем ответвлении РПН по формуле:

$$I_{п0мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2030 = 1756 \text{ А}$$

Для удобства расчет продольной ДЗТ выполним в виде таблицы.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Окончание таблицы 18

№ п/п	Величина	Обозначение и расчетная формула
12	Ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН, А при соединении трансформаторов тока треугольник	$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{c.з.}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 422,25}{100} = 7,3 \text{ А}$
13	Расчетное число витков обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН $F_{c.p.}$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле, $F_{c.p.} = 100 \text{ А}$	$\omega_{\text{ВН,расч}} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.}} = \frac{100}{7,3} = 13,7$
14	Полученное значение $\omega_{\text{ВН,расч}}$ округляется до ближайшего меньшего значения, которое можно установить на реле, $\omega_{\text{ВН}} = 13$ витков.	13
15	Расчетное число витков обмотки реле, включаемых со стороны НН	$\omega_{\text{НН,расч}} = \omega_{\text{ВН,расч}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}^{\text{НН}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{ном.ср}}^{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}} =$ $= 13 \cdot \frac{1,73 \cdot 10,5 \cdot 800}{115 \cdot 100} = 16,4$
16	Принятое число витков обмотки реле, включаемых со стороны НН (ближайшее целое число)	$\omega_{\text{НН}} = 17$
17	Расчетное число витков тормозной обмотки по условию отстройки от тока небаланса при к.з. на стороне НН ΔU – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора; принимаются равными половине диапазона регулирования, $\Delta U = 0,025$. ($\text{tg}\alpha$ – тангенс угла наклона к горизонтальной оси касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле, соответствующей минимальному торможению. $\varepsilon = 0,1$ – полная погрешность трансформаторов тока; Для реле ДЗТ–11 $\text{tg } \alpha = 0,87$)	$\omega_{\text{т.расч}} = \left(\varepsilon + \Delta U + \frac{\omega_{\text{НН}} - \omega_{\text{НН,расч}}}{\omega_{\text{НН,расч}}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot \omega_{\text{НН,расч}}}{\text{tg}\alpha} =$ $= \left(0,1 + 0,025 + \frac{17 - 16,4}{16,4} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 16,4}{0,87} = 4,6$
18	Принятое число витков тормозной обмотки Для реле ДЗТ–11 округляется до ближайшего из ряда чисел: 1; 3; 5; 7; 9; 11; 13; 18; 24.	5
19	Минимальное значение тока в реле при двухфазном КЗ на выводах НН, А: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{c.p.} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{н0.мин}}^{(2)}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1,5 \cdot 1579,5}{100} = 23,7 \text{ А}$ $I_{c.p.} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{н0.мин}}^{(2)}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1,5 \cdot 1756}{100} = 26,3 \text{ А}$

Схема подключения реле ДЗТ-11 к трансформатору тока двухобмоточного трансформатора представлена на рисунке 4.

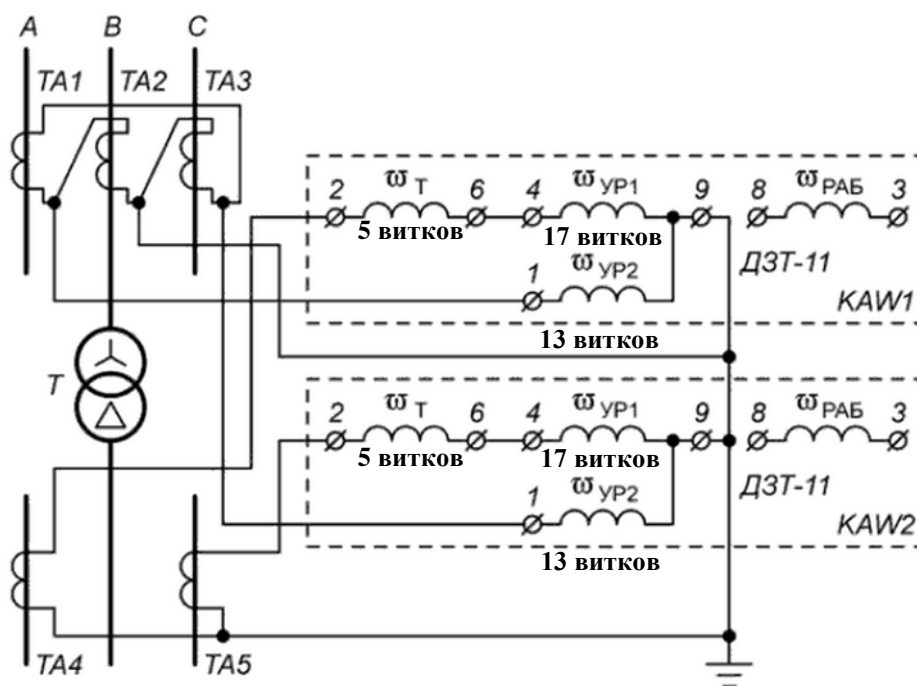


Рисунок 4 – Схема подключения реле ДЗТ-11 к трансформатору тока двухобмоточного трансформатора

2.10 Выбор релейной защиты линии 6 кВ на электромеханических реле

Для линий 6 кВ используется двухступенчатая токовая защита в виде сочетания токовой отсечки (ТО) и максимальной токовой защиты (МТЗ).

Токовая отсечка (ТО) – обеспечивает защиту в зоне короткого замыкания, а МТЗ – в зоне перегрузки.

В сетях с односторонним питанием токовая защита устанавливается в начале защищаемого участка со стороны источника питания, рисунок 5.

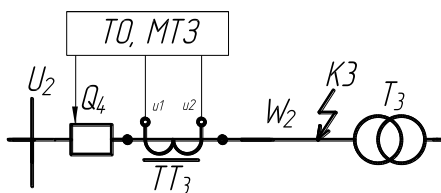


Рисунок 5 – Установка токовых защит

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} (МТЗ) = \frac{k_n \cdot k_n}{k_b} \cdot I_p,$$

где $I_{с.з} (МТЗ)$ – наименьший первичный ток, при котором срабатывает защита;

k_n – коэффициент пуска, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей;

k_b – коэффициент возврата пускового органа МТЗ для электромеханических реле;

I_p – максимальный рабочий ток защищаемой линии;

k_n – коэффициент надежности.

Максимальная токовая защита отстраивается от максимального значения рабочего тока защищаемого элемента, определяемого с учетом его максимально допустимой перегрузки:

$$I_p = 1,4 \cdot \frac{S_{ТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = I_{pmax} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6300} \cdot 1,4 = 123,2 \text{ А}$$

Для токового реле серии РТ-80 коэффициент надежности $K_n = 1,4$, коэффициент возврата пускового органа МТЗ $K_b = 0,8$, коэффициент самозапуска для сетей при отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{сп} = 1,1 - 1,3$.

$$I_{с.з} (МТЗ) = \frac{1,4 \cdot 1,1 \cdot 123,2}{0,8} = 237,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле для МТЗ.

Для защиты линии 6 кВ выбран трансформатор тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 150/5.

Ток срабатывания реле для МТЗ:

$$I_{с.р} (МТЗ) = \frac{I_{с.з} (МТЗ) \cdot k_{сх}}{n_{тт}},$$

где $I_{с.р} (МТЗ)$ – наименьший ток при котором срабатывает реле;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, зависящий от схемы включения трансформатора тока и реле;

$n_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для защиты линии 6 кВ используется, двухфазная двухрелейная схема соединения трансформатора тока в неполную звезду и включением реле на фазные токи, с коэффициентом схемы $K_{сх} = 1$, как показано на рисунке 14. Схема экономична, применима для защит междуфазных коротких замыканий.

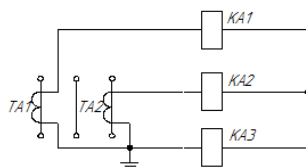


Рисунок 6 – Двухфазная двухрелейная схема защиты на стороне 6 кВ

$$I_{с.р (МТЗ)} = \frac{1 \cdot 237,1}{150/5} = 7,9 \text{ А.}$$

На основании полученных значений выбирается реле тока РТ-81/1. Технические характеристики приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики РТ-81/1

Номинальный ток, А		10
Коэффициент возврата K_B		0,85
Климатическое исполнение		УХЛ
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха		от - 20 °С до + 55°С
Уставки	на ток срабатывания индукционного элемента, А	4;5;6;7;8;9;10
	на время срабатывания, с	0,5;1
	на кратность тока срабатывания элемента отсечки	2–8

Принимается $I_{с.р (МТЗ)} = 8 \text{ А.}$

Тогда ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = 8 \cdot 30 = 240 \text{ А.}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Защита должна быть проверена по чувствительности к току короткого замыкания за трансформатором ТЗ для надёжного её срабатывания. Коэффициент чувствительности должен быть $k > 1,2$ при использовании защиты в качестве резервной.

$$K_{ч.расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{по4}}{2 \cdot I_{с.з.(МТЗ)}}$$

где $I_{по4}$ – периодическая составляющая тока КЗ за трансформатором ТЗ, равная $I_{по4} = 12,5$ кА.

Приведём ток КЗ за трансформатором к стороне 6 кВ:

$$\frac{I_{по4}}{K_T} = \frac{12500}{15} = 793 A$$

$$K_{ч.расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 793}{2 \cdot 240} = 2,7 > 1,2$$

Чувствительность обеспечивается.

Токовая отсечка для защиты линии 6 кВ. ТО – это МТЗ с ограниченной зоной действия. Для защиты линии при междуфазных коротких замыканиях принимается ТО.

Условия:

- определение тока срабатывания отсечки;
- определение коэффициента чувствительности токовой отсечки;
- определение тока срабатывания реле.

Исходя из выше изложенного, рассмотрим более подробно.

Определение тока срабатывания отсечки:

- по условию отстройки от токов короткого замыкания.

При расчете токовой отсечки линии электропередач, по которой питается трансформатор, необходимо обеспечить несрабатывания отсечки при коротком замыкании за трансформатором.

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.(ТО)} = K_n \cdot I_{кзmax}^{(3)}$$

где K_n – коэффициент надежности;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_{кзmax}^{(3)}$ – максимальное значение тока короткого замыкания в конце защищаемой линии. $I_{кзmax}^{(3)} = I_{но,кз} = 10,4 \text{ кА} = 10400 \text{ А}$.

Значение коэффициент надежности для ТО защищающей линию для реле серии РТ-80 принимается $K_n = 1,4$.

$$I_{с.з.(то)} = 1,4 \cdot 10400 = 12560 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{с.р.(то)} = \frac{I_{с.з.(то)} \cdot K_{сх}}{n_{тт}} = \frac{12560 \cdot 1}{150/5} = 117 \text{ А}$$

Кратность токовой отсечки:

$$K_{то} = \frac{I_{р(то)}}{I_{ср(инд)}} = \frac{117}{10} = 11,7$$

Принимаем ближайшее целое значение 12.

Окончательный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.(то)} = 12 \cdot 30 = 360 \text{ А}$$

По условию селективности выдержка времени предыдущей защиты должна быть на ступень больше чем выдержка времени последующей защиты.

Выдержка времени МТЗ для реле серии РТ-80 $t_{с.з.п} = 0,5 \text{ с}$. Токовая отсечка работает без выдержки времени.

Для ТО: приняты $I_{с.з.(то)} = 360 \text{ А}$.

Для МТЗ: приняты $I_{с.з.(МТЗ)} = 240 \text{ А}$, уставка по шкале реле $I_{с.р.(МТЗ)} = 8 \text{ А}$.

Время в независимой части токовременной характеристики реле $t_{с.з.п} = 0,5 \text{ с}$.

2.11 Для электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей, производим следующие расчёты:

- определение расчетной нагрузки цеха;
- технико-экономические сравнения числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых в цехе;
- выбор местоположения цеховой подстанции;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 23 – Группа 4 – Подъемно – транспортный механизм

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{\text{ном}i}$, кВт	$P_{\text{ном}i} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos \varphi_i}{\text{tg} \varphi_i}$
4	Кран – балка ПВ=25 %	1	20	20	0,05	0,5/ 1,73
	Итого	1		20		

Таблица 24 – Группа 5 – Печи и ванны

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{\text{ном}i}$, кВт	$P_{\text{ном}i} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos \varphi_i}{\text{tg} \varphi_i}$
5	Электрическая печь	3	30	90	0,7	0,95/ 0,33
	Электрическая печь	3	50	150		
	Электрическая печь	3	70	210		
	Гальванические ванны	3	30	90		
	Гальванические ванны	5	20	100		
	Итого	17		640		

Таблица 25 – Группа 6 – Подъемно – транспортный механизм

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{\text{ном}i}$, кВт	$P_{\text{ном}i} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos \varphi_i}{\text{tg} \varphi_i}$
6	Кран – балка ПВ=40 %	1	50	50	0,1	0,5/ 1,73
	Итого	1		50		

Расчетная мощность по цеху, необходимая для выбора числа и мощности трансформаторов цеховой подстанции.

При расчете, мощности освещения по цеху делим на три, т.к. электроприёмники освещения однофазные:

$$P_{pT} = P_p + P_{p.oc}$$

$$Q_{pT} = Q_p + Q_{p.oc}$$

$$S_{pT} = \sqrt{P_{pT}^2 + Q_{pT}^2}$$

$$P_{pT} = P_{P_{\text{мехб.цеха}}} + P_{p.oc} = 491,23 + \frac{37,18}{3} = 503,62 \text{ кВт}$$

$$Q_{pT} = Q_{P_{\text{мехб.цеха}}} + Q_{p.oc} = 245,62 + \frac{10,78}{3} = 249,2 \text{ кВАр}$$

$$S_{pT} = \sqrt{P_{pT}^2 + Q_{pT}^2} = \sqrt{503,62^2 + 249,2^2} = 587,33 \text{ кВА}$$

Подробный расчёт нагрузок цеха смотри приложение Е.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

2.13 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховой подстанции, а так же питающего трансформаторы кабеля

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховой подстанции промышленных предприятий имеет существенное значение для рационального построения схемы электроснабжения этих предприятий.

Число трансформаторов определяется требованиями надежности электроснабжения. Электроснабжение электроприемников второй категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания [7]. В связи с наличием в цеху электроприёмников второй категории по надёжности электроснабжения, следует применять двух трансформаторную подстанцию.

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформаторов не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока службы.

На основании расчётов выбираем:

- 2 трансформатора ТМГ630/6;
- 2 кабеля АСБ-6 3х25.

Расчёт выбора трансформатора и кабеля смотри приложение Ж.

2.14 Определение центров электрических нагрузок

Центр электрических нагрузок, питающихся от трансформаторной подстанции, является условным центром потребления электрической нагрузки цеха.

В цехе с сосредоточенными нагрузками необходимо учитывать действительное распределение их, поэтому нахождение координат центра электрических нагрузок сводится к определению центра тяжести масс данной системы. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цеха координаты центра электрических нагрузок (x_0, y_0) можно определить по следующим выражениям [18]:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_{номі} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^m P_{номі}}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_{номі} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^m P_{номі}},$$

где $i = 1, 2 \dots n$ – количество электроприемников в цехе;

x_i, y_i – координаты i -того электроприемника.

Таблица 26 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 4

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{номі}$, кВт	$P_{номі} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{номі} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
47	Кран-балка	54	19	50	2700	950
48	Кран-балка	1,7	19	20	34	380
				70	2734	1330

Координаты центра электрических нагрузок помещения 4:

$$x_{0, №4} = \frac{2734}{70} = 45,57 \text{ м}$$

$$y_{0, №4} = \frac{1330}{70} = 19 \text{ м}$$

Координаты центров электрических нагрузок произведены смотри приложение И.

2.15 Выбор местоположения цеховой подстанции

Установочные размеры цеховой трансформаторной подстанции зависят от их компоновки и конструктивного выполнения. Расположение цеховых трансформаторных подстанций существенно влияет на построение рациональной и экономической схемы распределения электроэнергии.

Трансформаторная подстанция должна размещаться как можно ближе к центру размещения потребителей. Для этого должны применяться внутрицеховые подстанции, а также встроенные в здание цеха или пристроенные к нему трансформаторные подстанции, питающие отдельные цеха или части их. Трансформаторная подстанция должна размещаться вне цеха только при

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

невозможности размещения внутри его или при расположении части нагрузок вне цеха. Выбранная подстанция должна занимать минимум полезной площади цеха, удовлетворять требованиям электрической и пожарной безопасности и не должна создавать помех производственному процессу [19].

В данной дипломной работе трансформаторная подстанция размещается вблизи к центру электрических нагрузок, то есть выбирается внутрицеховая трансформаторная подстанция и трансформаторы устанавливаются в технологически неиспользованном помещении цеха.

2.16 Выбор схемы внутреннего электроснабжения цеха

Исходными материалами для проектирования электроснабжения цеха являются:

- генеральный план цеха с размещением оборудования;
- спецификация на электрооборудование;
- краткая характеристика технологического процесса и окружающей среды в цехе.

В работе рассматривается электроснабжение цеха термической обработки (без связи со схемой электроснабжения всего предприятия), поэтому возможно применение радиальной схемы внешнего питания цеховой подстанции.

Схема электроснабжения цеха включает две кабельные линии АСБ-6 3х25, с помощью которых трансформаторы цеховой подстанции цеха присоединяются к шинам главной понизительной подстанции предприятия, и сети напряжением до 1000 В.

Сети напряжением до 1000 В осуществляют распределение электроэнергии внутри цеха и непосредственное питание электроприемников.

Основным условием рационального построения сети электроснабжения промышленного объекта является принцип одинаковой надежности питающей линии (со всеми аппаратами) и одного электроприемника технологического агрегата, получающего питание от одной линии.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Схемы цеховых электрических сетей должны соответствовать технологическому процессу производства, обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей, соответствовать плану цеха и классу помещений по взрыво – пожароопасности.

Конструктивное исполнение цеховой сети должно соответствовать условиям окружающей среды, также должно обеспечивать безопасность ее эксплуатации, перестановку оборудования в цехе без перерыва электроснабжения, защиту токоведущих частей сети от механических повреждений, удобство и безопасность при обслуживании приемников электроэнергии в условиях эксплуатации. При этом затраты на сооружение линий, расходы проводникового материала и потери электроэнергии должны быть минимальными.

Схемы внутрицеховых электрических сетей могут выполняться радиальными, магистральными и смешанными.

Радиальные схемы характеризуются тем, что от источника питания, например, от распределительного щита трансформаторной подстанции, отходят линии, питающие мощные электроприёмники или распределительные пункты, от которых, в свою очередь, отходят самостоятельные линии, питающие прочие электроприёмники малой мощности. Радиальные схемы обеспечивают высокую надёжность питания, так как повреждение одной линии не отражается на работе других электроприемников, питающихся по другим радиальным линиям. Следует также отметить приспособленность радиальных схем к автоматизации и организации рационального управления.

Недостатками радиальных схем являются большие первоначальные вложения на сооружение сети, сооружения распределительных щитов с большим количеством аппаратов, занимаемых большие производственные площади, большой расход проводникового материала, недостаточная оперативная гибкость.

Применение магистральных схем позволяет отказаться от громоздких и дорогостоящих распределительных щитов, распределительных устройств напряжением до 1000 В, если возможно применение схемы блока трансформатор – магистраль.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Магистральные линии, выполненные комплектными шинопроводами обеспечивают высокую надежность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет перемещать оборудование по площади цеха при изменении технологического процесса без существенной реконструкции цеховой сети.

Из-за сосредоточенного расположения электроприемников не рекомендуется использовать магистральные схемы, поэтому питание электроприемников осуществляется по радиальной схеме от распределительных пунктов. В качестве силовых распределительных пунктов используются пункты серии ПР85 с автоматическими выключателями с комбинированными расцепителями типа ВА57-35. Распределительные пункты используются навесного исполнения. Для питания распределительных пунктов выбираются кабели ВВГнг-LS, которые прокладываются в кабельных металлических коробах.

Щиты освещения выбираются типа ЩЭ 8801С. Они запитаны от линейных панелей (первой и второй секции) распределительного щита 0,4 кВ. Щит 0,4 кВ скомплектован из панелей ГРЩ [21]. Панели щита 0,4 кВ выбраны с автоматическими выключателями ЕmaxХ1В, ТmaxТ1N.

2.17 Выбор и проверка сечений кабелей силовых электроприемников

Выбирать кабель для электропроводки необходимо по нескольким критериям: сечение провода; материал провода; мощность нагрузки отдельных участков; изоляционные материалы кабеля.

На сегодняшний день для монтажа как открытой электропроводки так и скрытой, большой популярностью пользуются медные кабели. Медь, по сравнению с алюминием, более эффективна:

- прочная на излом;
- мягкая и гибкая, что очень облегчает монтаж;
- менее склонна к коррозии и окислению, что важно для мест скрутки;
- медь обладает высокой электропроводностью, что увеличивает способность кабелей меньшего сечения выдерживать большую нагрузку тока. соответственно кабель можно подобрать тоньше, что способствует экономии места.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Недостатком медных кабелей является их высокая стоимость.

На основании выше изложенного, распределительные сети в цеху выполняются кабелем ВВГнг-LS. Кабель ВВГнг-LS, не распространяет горение, с низким дымо- и газовыделением [20].

Основным показателем, по которому рассчитывается кабель, является его длительно – допустимая токовая нагрузка:

$$I_{ном.дi} < I_{доп.ном.кi}$$

Чтобы найти величину номинального тока двигателя, необходимо знать паспортные данные электроприемника.

Определение номинального тока двигателя на примере вентилятора.

Вентилятор № 28: $p_{ном} = 60$ кВт, $\eta = 0,73$, $\cos \varphi = 0,8$.

$$I_{ном.дi} = \frac{p_{номi} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{ПВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_i \cdot \cos \varphi_i}$$

где $p_{номi}$ – номинальная мощность электродвигателя;

η_i – КПД электродвигателя;

$\cos \varphi_i$ – паспортное значение коэффициента мощности электродвигателя;

$ПВ$ – паспортное значение продолжительность включения электродвигателя.

$$I_{ном.в} = \frac{60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,73 \cdot 0,8} = 103,29 \text{ А}$$

Зная величину тока, сечение кабеля находят по таблице 27 – длительно допустимых токов для кабелей с медными жилами, проложенных в коробах или открыто приведенные [20].

Таблица 27 – Допустимые токи кабеля ВВГнг-LS

ВВГ нг-LS	$I_{допi}$, А	ВВГ нг-LS	$I_{допi}$, А
5x2,5	26	5x16	81
5x4	34	5x25	107
5x6	45	5x35	131
5x10	61	5x50	165

Для питания вентилятора № 28 используется кабель ВВГнг-LS 5x25.

$$I_{ном.в} = 103,29 \text{ А} < I_{доп.ном} = 107 \text{ А}$$

Выбранное сечение должно быть проверено по минимально допустимому сечению по условиям механической прочности:

$$F_i > F_{\text{мех}}$$

Минимально допустимое сечение по механической прочности для медных кабелей с $U_{\text{ном}} = 0,4$ кВ составляет $F_{\text{мех}} = 1,5 \text{ мм}^2$.

Результаты расчетов для других электроприемников приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов

Наименование ЭП	$P_{\text{ном}}$, кВт	$PВ$	$\cos\varphi_i$	η_i	S_{pi} , кВА	I_{pi} , А	$I_{\text{доп}}$, А	ВВГ нГ-LS
Фрезерный станок	5	100	0,58	0,8	10,78	15,55	26	5x2,5
Токарный станок	15	100	0,58	0,8	32,33	46,66	61	5x10
Токарный станок	6	100	0,58	0,8	12,93	18,66	26	5x2,5
Станок шлиф. обдир. станок	5	100	0,58	0,8	10,78	15,55	26	5x2,5
Электрический пресс	16	100	0,65	0,88	27,97	40,37	45	5x6
Электрический молот	22	100	0,65	0,88	38,46	55,51	61	5x10
Вентилятор	14	100	0,8	0,73	23,97	34,60	45	5x6
Вентилятор	60	100	0,8	0,73	102,74	148,29	165	5x25
Электрическая печь	30	100	0,95	0,9	35,09	50,64	61	5x6
Электрическая печь	50	100	0,95	0,9	58,48	84,41	107	5x25
Электрическая печь	70	100	0,95	0,9	81,87	118,17	131	5x35
Гальванич. ванна	30	100	0,95	0,9	35,09	50,64	61	5x10
Гальванич. ванна	20	100	0,95	0,9	23,39	33,76	34	5x4
Кран – балка	50	40	0,7	0,86	52,53	75,82	61	5x10
								ААШВ 5x10
Кран – балка	20	25	0,7	0,86	16,61	23,98	26	5x2,5
								ААШВ 5x2,5

2.18 Выбор сечения кабелей, питающих распределительные пункты

Потребители нашего цеха сосредоточены, поэтому для питания всех приемников цеха будет использоваться двухступенчатая радиальная схема с применением распределительных пунктов типа ПР8501С [21].

Распределение электроприемников по распределительным пунктам сведены в таблицу 29.

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2017.509 ПЗ ВКР				

Таблица 29 – Распределение по РП

Номер РП	Номер на плане	Кол-во приемников	Номер схемы ПР8501С	Автоматический выключатель, тип, номинальный ток (А), кол-во	
				Ввода	Распределения
					ВА57-35
Трехполюсные					
1	1–5	5	1013	нет	6
2	6–10	5	1013	нет	6
3	11–13	3	1011	нет	4
4	14–19	6	1013	нет	6
5	20–25	6	1017	нет	6
6	26–29	4	1025	нет	4
7	30–32, 34,35	5	1031	нет	6
8	36–38, 33	4	2133	нет	4
9	47–48	2	1008	нет	2
10	39–43	5	1031	нет	6
11	44–46	3	1011	нет	4

Для выбора проводников для питания распределительных пунктов необходимо определить расчетный ток, для этого необходимо предварительно определить расчетную нагрузку от соответствующей группы, а именно групповую номинальную, групповую сменную мощность, групповой коэффициент использования для РП, а так же расчетные мощности по РП.

Исходные данные для расчета электрических нагрузок по РП-1 сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок по РП-1

Номер РП	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{ном i}$, кВт	$P_{ном i} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos \varphi_i}{\operatorname{tg} \varphi_i}$
1	Токарный станок	5	15	75	0,12	0,4/ 2,29
	Итого			75		

Групповая номинальная мощность трёхфазных электроприёмников по РП-1:

$$P_{номРП-1} = \sum_{i=1}^n P_{ном i} = 5 \cdot 15 = 75 \text{ кВт}$$

Групповая средняя мощность трёхфазных электроприёмников по РП-1:

$$P_{смРП-1} = \sum_{i=1}^n P_{ном i} \cdot K_{ui} = 75 \cdot 0,12 = 9 \text{ кВт}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Групповой коэффициент использования электроприемников по РП-1:

$$K_{uРП-1} = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{9}{75} = 0,12$$

Эффективное число электроприемников трехфазных нагрузок по РП-1:

$$n_{эфРП-1} = \frac{(\sum P_{номi})^2}{\sum n_i P_{номi}^2} = \frac{(75)^2}{5 \cdot 15^2} = 5$$

Согласно [3] расчетное значение $n_{эф}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа: $n_{эфРП-1} = 5$.

Групповой коэффициент расчетной мощности, согласно зависимости $K_{pРП-1} = f(K_{uРП-1} = 0,12, n_{эфРП-1} = 5)$ определяется по [4, табл.А.1]: $K_{pРП-1} = 2,24$.

Расчетная активная мощность:

$$P_{pРП-1} = K_{pРП-1} \cdot P_{смРП-1} = 2,24 \cdot 9 = 20,16 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность в общем случае рассчитывается по одной из следующих формул:

$$Q_{pi} = 1,1 \sum k_{ui} \cdot P_{номi} \cdot tg \varphi_i, \text{ при } n_{эф1} \leq 10$$

$$Q_{pi} = \sum k_{ui} \cdot P_{номi} \cdot tg \varphi_i, \text{ при } n_{эф1} > 10$$

Так как $n_{эфРП-1} = 5$, тогда расчетная реактивная мощность по РП-1 рассчитывается:

$$Q_{pРП-1} = 1,1 \cdot 0,12 \cdot 75 \cdot 2,29 = 22,67 \text{ кВАр.}$$

Расчетный ток по РП-1:

$$I_{pРП-1} = \frac{S_{pРП-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{pРП-1}^2 + Q_{pРП-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{20,16^2 + 22,67^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43,79 \text{ А}$$

Аналогичные расчеты производятся по другим РП и полученные результаты расчета электрических нагрузок по РП сводятся в таблицу 31.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 31 – Определение расчетной нагрузки по РП

Наименование ЭП	n_i	Номинальная мощность		k_{ui}	$\frac{\cos\varphi_i}{\operatorname{tg}\varphi_i}$	$P_{\text{ном}i}$, кВт	$P_{\text{см}i}$, кВт	$\frac{K_{ui}}{n_{\text{эф}i}}$	$\frac{K_{pi}}{P_{pi}}$	Q_{pi} , кВАр	I_{pi} , А
		$P_{\text{ном}i}$	$P_{\text{ном}i} \cdot n_i$								
РП-1											
Токарный станок	5	15	75	0,12	0,4/ 2,29	75	9	0,12/ 5	2,24/ 20,16	22,67	43,79
Кабель ВВГнг-LS 5x6											
РП-2											
Токарный станок	5	6	30	0,12	0,4/ 2,29	30	3,6	0,12/ 5	2,24/ 8,06	9,07	17,52
Кабель ВВГнг-LS 5x4											
РП-3											
Фрезерный станок	3	5	15	0,12	0,4/ 2,29	15	1,8	0,12/ 3	3,12/ 5,62	4,53	10,42
Кабель ВВГнг-LS 5x4											
РП-4											
Фрезерный станок	4	5	20	0,12	0,4/ 2,29	30	3,6	0,12/ 6	2,076/ 7,47	9,07	11,75
Станок шлиф.	2	5	10								
Кабель ВВГнг-LS 5x4											
РП-5											
Эл.молот	4	22	88	0,2	0,65/ 1,17	120	24	0,2/5	1,71/ 41,04	30,89	74,14
Эл.пресс	2	16	32								
Кабель ВВГнг 5x16											
РП-6											
Вентилятор	2	14	28	0,6	0,8/ 0,75	148	88,8	0,6/2	1,33/ 118,1	73,26	200,6
Вентилятор	2	60	120								
Кабель ВВГнг-LS 5x70											
РП-7											
Эл.печи	3	30	90	0,7	0,95/ 0,33	190	133	0,7/4	1,06/ 140,98	48,28	215,09
Эл. печи	2	50	100								
Кабель ВВГнг-LS 5x95											
РП-8											
Эл.печи	3	70	210	0,7	0,95/ 0,33	260	182	0,7/3	1,14/ 207,48	66,07	314,29
Эл. печи	1	50	50								
Кабель ВВГнг-LS 5x150											
РП-9											
Кран-балка	1	20	20	0,05	0,5/ 1,73	70	6	0,1/1	1,69/ 48	11,42	74,96
Кран-балка	1	50	50	0,1							
Кабель ВВГнг-LS 5x16											
РП-10											
Гал.ванны	3	30	90	0,7	0,95/ 0,33	130	91	0,7/4	1,06/ 96,46	33,03	147,17
Гал.ванны	2	20	40								
Кабель ВВГнг-LS 5x50											
РП-11											
Гал.ванны	3	20	60	0,7	0,95/ 0,33	60	42	0,7/3	1,14/ 47,88	15,25	72,53
Кабель ВВГнг-LS 5x16											

2.19 Определение расчетной нагрузки для 1,2 секции шин трансформаторной подстанции

Определение силовых расчетных нагрузок для первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ.

Таблица 32 – Расчетные силовые нагрузки по первой секции шин щита 0,4 кВ

Наименование ЭП	n_i	Номинальная мощность		$tg\varphi_i$	$P_{ном i}$, кВт	$P_{см i}$, кВт	$K_{и i}$
		$P_{ном i}$	$P_{ном i} \cdot n_i$				
РП-4							
Фрезерный станок	4	5	20	2,29	30	3,6	0,12
Станок шлиф.	2	5	10				
РП-5							
Эл.молот	4	22	88	1,17	120	24	0,2
Эл.пресс	2	16	32				
РП-8							
Эл.печи	3	70	210	0,33	260	182	0,7
Эл. печи	1	50	50				
РП-10							
Гал.ванны	3	30	90	0,33	130	91	0,7
Гал.ванны	2	20	40				

Групповая номинальная мощность по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ:

$$P_{ном1см_{мехсб.цеха}} = P_{номРП-4} + P_{номРП-5} + P_{номРП-8} + P_{номРП-10} = 30 + 120 + 260 + 130 = 540 \text{ кВт}$$

Групповая средняя мощность трёхфазных электроприёмников по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ:

$$P_{см1см_{мехсб.цеха}} = P_{номРП-4} \cdot K_{иРП-4} + P_{номРП-5} \cdot K_{иРП-5} + P_{номРП-8} \cdot K_{иРП-8} + P_{номРП-10} \cdot K_{иРП-10} =$$

$$= P_{смРП-4} + P_{смРП-5} + P_{смРП-8} + P_{смРП-10}$$

$$P_{см1см_{мехсб.цеха}} = 3,6 + 24 + 182 + 91 = 300,6 \text{ кВт}$$

Групповой коэффициент использования электроприемников по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ:

$$K_{и1см_{мехсб.цеха}} = \frac{P_{см1см_{мехсб.цеха}}}{P_{ном1см_{мехсб.цеха}}} = \frac{300,6}{540} = 0,55$$

Эффективное число электроприемников трехфазных нагрузок по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ.

Электрическая печь с номинальной мощностью $P_{ном} = 70$ кВт, является наибольшей по мощности из всех электроприемников, подключенных к РП-4, РП-5, РП-8, РП-10.

$$\text{Следовательно } n_{эф1сш, мехсб. цеха} = \frac{2 \cdot P_{ном1сш, мехсб. цеха}}{P_{ном\max}} = \frac{2 \cdot 540}{70} = 15,43.$$

Эффективное число электроприемников по [4] принимается: $n_{эф1сш, мехсб. цеха} = 15$.

Групповой коэффициент расчетной мощности по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ.

Групповой коэффициент расчетной мощности определяется, согласно [4, табл.Б.1] $K_{р1сш, мехсб. цеха} = f(K_{и1сш, мехсб. цеха} = 0,55, n_{эф1сш, мехсб. цеха} = 15)$ и его значение равно $K_{р1сш, мехсб. цеха} = 0,85$.

Средневзвешенное значение группового коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ по первой секции шин распределительного щита 0,4 кВ:

$$tg\varphi_{1сш, мехсб. цеха} = \frac{\sum_{i=1}^2 K_{иРП-4} \cdot P_{номРП-4} \cdot tg\varphi_{иРП-4} + K_{иРП-5} \cdot P_{номРП-5} \cdot tg\varphi_{иРП-5}}{\sum_{i=1}^2 P_{номРП-4} \cdot K_{иРП-4} + P_{номРП-5} \cdot K_{иРП-5}} +$$

$$+ \frac{\sum_{i=1}^2 K_{иРП-8} \cdot P_{номРП-8} \cdot tg\varphi_{иРП-8} + K_{иРП-10} \cdot P_{номРП-10} \cdot tg\varphi_{иРП-10}}{\sum_{i=1}^2 P_{номРП-8} \cdot K_{иРП-8} + P_{номРП-10} \cdot K_{иРП-10}}$$

$$tg\varphi_{1сш, мехсб. цеха} = \frac{3,6 \cdot 2,29 + 24 \cdot 1,17 + 182 \cdot 0,33 + 91 \cdot 0,33}{3,6 + 24 + 182 + 91} = 0,42$$

Расчетная силовая нагрузка по первой секции шин щита 0,4 кВ нашего цеха без осветительной нагрузки:

$$P_{р1сш, мехсб. цеха} = K_{р1сш, мехсб. цеха} \cdot P_{см1сш, мехсб. цеха} = 0,85 \cdot 300,6 = 255,51 \text{ кВт}$$

$$Q_{р1сш, мехсб. цеха} = P_{р1сш, мехсб. цеха} \cdot tg\varphi_{1сш, мехсб. цеха} = 255,51 \cdot 0,42 = 107,31 \text{ кВАр}$$

$$S_{р1сш, мехсб. цеха} = \sqrt{255,51^2 + 107,31^2} = 277,13 \text{ кВА}$$

$$I_{р1сш, мехсб. цеха} = \frac{S_{р1сш, мехсб. цеха}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{277,13}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 400,47 \text{ А}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная мощность по первой секции шин щита 0,4 кВ нашего цеха с учетом осветительной нагрузки:

$$P_{p1си} = P_{p1си, мехсб. цеха} + \frac{P_{p.ос}}{2} = 255,51 + \frac{37,18}{2} = 274,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{p1си} = Q_{p1си, мехсб. цеха} + \frac{Q_{p.ос}}{2} = 107,31 + \frac{10,78}{2} = 112,7 \text{ кВАр}$$

$$S_{p1си} = \sqrt{274,1^2 + 112,7^2} = 296,36 \text{ кВА}$$

$$I_{p1си} = \frac{296,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 428,27 \text{ А}$$

Расчет силовой нагрузки по второй секции шин щита 0,4 кВ ведется аналогично и сведен в таблицу 33.

Таблица 33 – Расчетные нагрузки по второй секции шин щита 0,4 кВ

Наименование шкафов	$P_{номі}$, кВт	$P_{смі}$, кВт	$\frac{K_{иі}}{n_{эфи}}$	$\frac{K_{pi}}{P_{pi}}$,	$tg \varphi_i$	Q_{pi} , кВАр	S_{pi} , кВА	I_{pi} , А
РП-1, РП-2, РП-3, РП-6, РП-7, РП-9, РП-11	588	287,8	0,49/ 19	0,85/ 244,63	0,61	149,22	286,55	414,09

Расчетная мощность по второй секции шин щита 0,4 кВ цеха с учетом осветительной нагрузки:

$$P_{p2си} = P_{p2си, мехсб. цеха} + \frac{P_{p.ос}}{2} = 244,63 + \frac{37,18}{2} = 263,22 \text{ кВт}$$

$$Q_{p2си} = Q_{p2си, мехсб. цеха} + \frac{Q_{p.ос}}{2} = 149,22 + \frac{10,78}{2} = 154,61 \text{ кВАр}$$

$$S_{p2си} = \sqrt{263,22^2 + 154,61^2} = 305,27 \text{ кВА}$$

$$I_{p2си} = \frac{305,27}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 441,14 \text{ А}$$

Схема расположения распределительных пунктов и мест их подключения показана на рисунке 7.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

2.20 Электрический расчет в максимальных и послеаварийных режимах

Под термином качество электрической энергии понимается соответствие основных параметров энергосистемы установленным нормам производства, передачи и распределения электрической энергии.

Количественная характеристика качества электроэнергии выражается отклонениями напряжения и частоты, размахом колебаний напряжений и частоты, коэффициентом несинусоидальности формы кривой напряжения, коэффициентом несимметрии напряжения основной частоты.

В соответствии с ГОСТ 13109-99 [22] нормируется нормально допустимое и предельно допустимое отклонение напряжения. В течение 95 % времени суток отклонение напряжения не должно превышать нормально допустимое и в течение всех суток – предельно допустимое.

В сетях напряжением до 1000 В:

$\delta U = \pm 5\%$ – нормально допустимое отклонение напряжения;

$\delta U = \pm 10\%$ – предельно допустимое отклонение напряжения.

Учет надежности при рассмотрении режима напряжения состоит в том, что как в нормальном и послеаварийном режимах напряжение на зажимах электроприемников не должны быть ниже нормально допустимых значений.

Расчет отклонений напряжений производится для режимов максимальных нагрузок в характерных точках схемы, то есть точках в которых оно будет достигать своих предельных значений, результаты расчетов сводим в таблицы.

Таблица 34 – Отклонения напряжения в сети, получающие питание от первого трансформатора в режиме максимальных нагрузок

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1–2	274,10	112,70	3020,00	3394,77	201,73		
3–4	7,47	9,07	157,42	3,64	3,02	403,53	
4–5	5,00	9,55	66,60	1,04	0,86	402,67	0,67
3–6	41,04	30,89	30,16	2,47	3,29	403,27	
6–7	22,00	31,55	44,16	2,38	2,62	400,65	0,16
3–8	96,46	33,03	6,29	1,45	1,64	404,92	
3–9	20,00	12,13	92,60	2,14	4,69	400,22	0,06

Таблица 35 – Отклонения напряжения в сети, получающие питание от второго трансформатора в режиме максимальных нагрузок

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1–10	263,22	154,61	3020,00	3394,77	219,96		
11–12	20,16	22,67	154,50	5,00	8,07	397,27	
12–13	15,00	28,64	25,76	1,39	1,07	396,20	-0,95
11–14	118,10	73,26	10,60	3,28	3,73	401,61	
14–15	14,00	19,46	74,16	2,40	2,71	398,89	-0,28
11–16	140,98	48,28	10,53	2,59	4,02	401,31	
16–17	30,00	18,20	18,54	0,60	1,42	399,89	-0,03

Как видно из таблиц 34,35 отклонения напряжений на зажимах электроприемников не превышают нормально допустимое.

Таблица 36 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
3–4	7,47	9,07	157,42	3,64	3,02	399,51	
4–5	5,00	9,55	66,60	1,04	0,86	398,65	-0,34
3–6	41,04	30,89	30,16	2,47	3,29	399,24	
6–7	22,00	31,55	44,16	2,38	2,62	396,63	-0,84
3–8	96,46	33,03	6,29	1,45	1,64	400,89	
8–9	20,00	12,13	92,60	2,14	4,69	396,20	-0,95
11–12	20,16	22,67	154,50	5,00	8,07	394,46	
12–13	15,00	28,64	25,76	1,39	1,07	393,39	-1,65
11–14	118,10	73,26	10,60	3,28	3,73	398,80	
14–15	14,00	19,46	74,16	2,40	2,71	396,09	-0,98
11–16	140,98	48,28	10,53	2,59	4,02	398,51	
16–17	30,00	18,20	18,54	0,60	1,42	397,09	-0,73

Из результатов расчетов видно, что отклонение напряжения на зажимах электроприемников в послеаварийном режиме соответствует требованиям ГОСТ 13109-99 [18].

На рассматриваемой трансформаторной подстанции трансформаторы, имеющие устройство переключения ответвлений ПБВ с диапазоном изменения напряжения $\pm 2 \times 2,5$ % будут работать на -2,5 % ступени регулирования, то есть на втором регулировочном ответвлении с коэффициентом трансформации отличающегося от номинального на -2,5 %.

Подробный расчет отклонения напряжения смотри приложение К.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.21 Расчет трехфазного тока короткого замыкания

Методика расчетов токов короткого замыкания в электроустановках переменного тока приведена в [24].

Короткие замыкания в электрических сетях до 1000 В являются одним из наиболее опасных аварийных режимов, являясь, как правило, первопричиной пожаров в электроустановках и кабельном хозяйстве.

Следует отметить, что значительная разветвленность сетей напряжением до 1 кВ, большое количество коммутационной и защитной аппаратуры создают условия для возникновения аварийных ситуаций, при которых короткие замыкания переходит из одного вида в другой, более опасный.

Короткие замыкания в сетях до 1000 В являются дуговыми, а не металлическими, что объясняется конструктивными особенностями этих сетей.

Поэтому при расчетах токов короткого замыкания для проверки оборудования на термическую и динамическую стойкости и выбора аппаратуры по отключающей способности требуется выполнение расчетов металлических короткого замыкания, так как в этом случае значения токов короткого замыкания являются максимальными.

При расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов коротко-замкнутой цепи, которые включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- активные сопротивления выше перечисленных элементов коротко-замкнутой цепи;
- активные сопротивления контактов и контактных соединений [24].

Токи короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

которой находится точка короткого замыкания, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Для практических методов расчетов токов короткого замыкания принимают ряд допущений, которые упрощают расчеты, обеспечивая при этом достаточно высокую точность получаемых результатов.

При расчетах не учитываются:

- токи намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- затухание периодической составляющей тока короткого замыкания во времени времени при питании от энергосистемы в виду большой электрической удаленности точки КЗ от источника питания;
- сопротивление мощной питающей энергосистемы при расчетах других дуговых коротких замыканиях;
- влияние асинхронных двигателей при расчетах дуговых к.з.

На основании вышеизложенного произведен расчет трехфазного тока короткого замыкания, результаты сведены в таблицу 37, 38.

Таблица 37 – Расчеты трехфазного короткого замыкания для точек К1–К7

Точка КЗ	R_{Σ} , МОм	X_{Σ} , МОм	Z_{ki} , МОм	I_{no} , кА	K_c	I_{nod} , кА	φ_k , рад.	$t_{y\delta}$	T_a	$K_{y\delta}$	$i_{y\delta}$, кА
К1	12,33	14,16	18,78	12,31	0,70	8,64	0,8544	0,0077	0,0037	1,12	19,52
К2	178,16	22,80	179,61	1,29	0,95	1,22	0,1273	0,0054	0,0004	1,00	1,82
К3	251,86	28,34	253,45	0,91	0,96	0,87	0,1121	0,0054	0,0004	1,00	1,29
К4	47,45	19,53	51,31	4,51	0,81	3,63	0,3905	0,0062	0,0013	1,01	6,43
К5	95,21	23,91	98,17	2,36	0,88	2,08	0,2460	0,0058	0,0008	1,00	3,33
К6	20,57	17,31	26,88	8,60	0,73	6,32	0,6994	0,0072	0,0027	1,07	12,98
К7	120,27	23,95	122,63	1,89	0,91	1,72	0,1965	0,0056	0,0006	1,00	2,67

Таблица 38 – Расчеты трехфазного короткого замыкания для точек К8–К13

Точка КЗ	R_{Σ} , МОм	X_{Σ} , МОм	Z_{ki} , МОм	I_{no} , кА	K_c	I_{nod} , кА	φ_k , рад.	$t_{y\delta}$	T_a	$K_{y\delta}$	$i_{y\delta}$, кА
К8	168,33	21,88	169,75	1,36	0,94	1,28	0,1293	0,0054	0,0004	1,00	1,93
К9	201,19	27,77	203,10	1,14	0,95	1,08	0,1371	0,0054	0,0004	1,00	1,61
К10	20,43	17,73	27,05	8,55	0,74	6,28	0,7148	0,0073	0,0028	1,07	12,96
К11	101,69	24,63	104,63	2,21	0,89	1,97	0,2376	0,0058	0,0008	1,00	3,13
К12	20,36	17,04	26,55	8,71	0,73	6,39	0,6970	0,0072	0,0027	1,07	13,14
К13	42,50	19,64	46,82	4,94	0,79	3,92	0,4329	0,0064	0,0015	1,01	7,08

Расчеты короткого замыкания произведены смотри приложение Л.

2.22 Расчет однофазного тока короткого замыкания

Методика расчетов однофазного тока короткого замыкания в сети приведена в [24].

Активные и индуктивные сопротивления токам нулевой последовательности трансформаторов тока, сопротивлений контактов кабелей, проводов, шинпроводов, переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей и переходных сопротивлений рубильников остаются такими же, как сопротивления для прямой последовательности.

Результаты расчетов однофазного тока короткого замыкания сведены в таблицы 39, 40, 41.

Таблица 39 – Расчеты однофазного тока короткого замыкания для точки К1

Точка КЗ	Место КЗ	$R_{\Sigma},$ МОм	$X_{\Sigma},$ МОм	$R_{0\Sigma},$ МОм	$X_{0\Sigma},$ МОм	$Z^{(1)}_{\Sigma},$ МОм	$I^{(1)}_{no},$ кА	K_c	$I^{(1)}_{под},$ кА
К1	1 с.ш.0,4кВ	12,33	14,16	30,36	95,9	45,23	5,11	0,79	4,04

Таблица 40 – Расчеты однофазного тока короткого замыкания для точек К2, К4, К6, К8, К10, К12

Точка КЗ	Место КЗ	Проводник	$Z_{n,y0i},$ МОм/м	$l_i,$ м	$Z_{nеллиi},$ МОм	$\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{nеллиi},$ МОм	$I^{(1)}_{no},$ кА
К2	РП-4	ВВГнг-LS 5x4	10,85	34	368,9	411,57	0,56
К4	РП-5	ВВГнг-LS 5x16	2,6	26	67,6	110,27	2,09
К6	РП-10	ВВГнг-LS 5x50	0,87	17	14,79	57,46	4,00
К8	РП-1	ВВГнг-LS 5x6	7,23	50	361,5	404,17	0,57
К10	РП-6	ВВГнг-LS 5x70	0,62	40	24,8	67,47	3,41
К12	РП-7	ВВГнг-LS 5x95	0,46	32	14,72	57,39	4,01

Таблица 41 – Расчеты однофазного тока короткого замыкания для точек К3, К5, К7, К9, К11, К13

Точка КЗ	Место КЗ	$l_i,$ м	Проводник	$Z_{n,y0i},$ МОм/м	$Z_{nелли2i},$ МОм	$Z_{nеллиi},$ МОм	$\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{nеллиi},$ МОм	$I^{(1)}_{no},$ кА
К3	№14	9	ВВГнг-LS 5x2,5	17,37	156,33	368,9	567,90	0,41
К5	№23	24	ВВГнг-LS 5x10	4,34	104,16	67,6	214,43	1,07
К7	№43	20	ВВГнг-LS 5x4	10,86	217,2	14,79	274,66	0,84
К9	№1	14	ВВГнг-LS 5x10	4,34	60,76	361,5	464,93	0,49
К11	№27	24	ВВГнг-LS 5x6	7,23	173,52	24,8	240,99	0,95
К13	№30	6	ВВГнг-LS 5x6	7,23	43,38	14,72	100,77	2,28

Расчеты короткого замыкания произведены смотри приложение М.

2.23 Выбор и проверка низковольтной защитной аппаратуры

В качестве аппаратов защиты сетей и электрических установок напряжением до 1000 В от коротких замыканий или перегрузок применяются автоматические выключатели и предохранители с плавкими вставками.

Автоматические выключатели являются наиболее совершенными аппаратами защиты, надёжными, срабатывающими при перегрузках и коротких замыканиях в защищаемой линии.

Расчет линейных выключателей, а так же выключателей защищающих электроприемники сведен в таблицу 42.

Таблица 42 – Выбор автоматических выключателей в РП, РУ 0,4 кВ

№	$I_{рмах}$, А	$I_{ном.В}$, А	$I_{ном.расч}$, А	$k_{над} \cdot I_{пик}$, А	$\frac{I_{со}}{I_{ном.расч}}$	$I_{со}$, А	$I^{(3)}_{под}$, А	$k_{ц}^{(2)}$	$I^{(1)}_{под}$, А	$k_{ц}^{(1)}$	Тип
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вводной №1	1273,06	1600	1600	875,14	2	3200	8640	2,35	5110	1,59	Еmax X1В
Вводной №2	1273,06	1600	1600	875,14	2	3200	8640	2,35	5110	1,59	Еmax X1В
Автоматические выключатели, находящиеся в линейных панелях (защищающие РП)											
РП-1	43,79	80	80	84,08	2	160	1280	6,96	570	3,56	TmaxT1N
РП-2	17,52	25	25	33,64	2	50					TmaxT1N
РП-3	10,42	25	25	20,01	2	50					TmaxT1N
РП-4	11,75	63	63	22,56	2	126	1220	8,42	560	4,44	TmaxT1N
РП-5	74,14	80	80	142,35	2	160	3630	19,74	2090	13,06	TmaxT1N
РП-6	200,6	250	250	385,15	2	500	6280	10,93	3410	6,82	TmaxT3N
РП-7	215,09	250	250	412,97	2	500	6390	11,12	4010	8,02	TmaxT3N
РП-8	314,29	400	400	603,44	2	800					TmaxT5N
РП-9	74,96	80	80	143,92	2	160					TmaxT1N
РП-10	147,17	160	160	211,92	2	320	6320	17,18	4000	12,50	TmaxT1N
РП-11	72,53	80	80	139,26	2	160					TmaxT1N
Автоматические выключатели, находящиеся в РП (защищающие приемники)											
№ 1	46,66	50	50	89,59	2	100	1280	11,14	490	4,90	BA57-35
№ 2	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 3	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 4	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 5	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 6	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 7	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 8	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 9	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 10	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 11	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 12	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 13	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 14	15,55	25	25	29,86	2	50	870	15,14	410	8,20	BA57-35
№ 15	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 16	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 17	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 18	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 19	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35

Окончание таблицы 42

												Лист
												58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

130302.2017.509 ПЗ ВКР

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Автоматические выключатели, находящиеся в РП (защищающие приемники)											
№ 20	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 21	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 22	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 23	55,51	63	63	106,58	2	126	2080	14,36	1070	8,49	BA57-35
№ 24	40,37	50	50	77,51	2	100					BA57-35
№ 25	40,37	50	50	77,51	2	100					BA57-35
№ 26	34,6	40	40	66,43	2	80					BA57-35
№ 27	34,6	40	40	66,43	2	80	1970	21,42	950	11,88	BA57-35
№ 28	149,29	160	160	286,64	2	320					BA57-35
№ 29	149,29	160	160	286,64	2	320					BA57-35
№ 30	50,64	63	63	97,23	2	126	3920	27,07	2290	18,17	BA57-35
№ 31	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 32	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 33	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 34	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 35	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 36	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 37	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 38	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 39	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 40	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 41	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 42	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 43	33,76	40	40	64,82	2	80	1720	18,71	840	10,50	BA57-35
№ 44	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 45	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 46	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 47	75,82	80	80	145,57	2	160					BA57-35
№ 48	23,98	25	25	46,04	2	50					BA57-35

Выбор и проверку защитной аппаратуры смотри приложение Н

2.24 Расчет заземляющих устройств цеха

Заземление – преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки электрической сети, электроустановки или оборудования, с заземляющим устройством.

Различают следующие виды заземлений:

– защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с заземляющим устройством открытых проводящих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала) в целях электробезопасности;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			59

– рабочее – преднамеренное соединение с землей определенных точек электрической цепи (например нейтральных точек обмоток генераторов, силовых и измерительных трансформаторов, дугогасящих аппаратов, реакторов поперечной компенсации в дальних ЛЭП, а также в фазы при использовании земли в качестве фазного или обратного провода);

– молниезащитное – преднамеренное соединение с землей молниеприемников и разрядников в целях отвода от них токов молнии в землю.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций.

Важнейшим мероприятием по технике безопасности в электротехнических установках является применение защитного заземления.

Для подстанций напряжением 6/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- корпус трансформатора;
- металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;

В электроустановках с изолированной нейтралью до 1 кВ сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять следующему требованию:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3},$$

где R_3 – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

I_3 – расчётный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1кВ не должно быть больше 4 Ом, согласно [27].

Расчет заземляющих устройств цеха произведен смотри приложение П.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.25 Расчет молниезащиты цеха

Молниезащита – комплекс мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность людей, сохранность зданий и сооружений, оборудования и материалов от прямых ударов молнии, электромагнитной и электростатической индукции, а также от заноса высоких потенциалов через металлические конструкции и коммуникации. На земном шаре ежегодно происходит до 16 млн гроз, то есть около 44 тыс. за день. Прямой удар молнии очень опасен для людей, зданий и сооружений вследствие непосредственного контакта канала молнии с поражаемыми объектами. Убытки только от пожаров и взрывов, вызванных этим явлением, в ряде случаев колоссальные. Прямой удар молнии также может производить сильные механические разрушения, приводя в негодность чаще всего дымовые трубы, мачты, вышки, а иногда и стены зданий. Расчеты показывают, что затраты на осуществление молниезащитных мероприятий приблизительно в 1,5 раза меньше стоимости сгоревших за пять лет зданий и сооружений.

Для защиты промышленных зданий используют специальные устройства (молниеприемники), которые непосредственно воспринимают прямой удар молнии и должны выдерживать тепловые и динамические нагрузки тока молнии [28].

Объектом защиты является производственное здание, помещения которого согласно ПУЭ относятся к зонам класса В – Ia. Для помещений данного класса молниезащита необходима при продолжительности гроз 10 ч в год и более, то есть молниезащита в данном случае обязательна.

Исходными данными для расчета молниезащиты являются:

- габариты цеха $S = 36$ м; $L = 56$ м, $h = 8$ м;
- цех находится во втором климатическом районе;
- естественные заземлители есть;
- удельное сопротивление земли при нормальной влажности $\rho = 150$ Ом·м (суглинок);
- средняя продолжительность гроз на Урале: 20–40 часов.

Расчет ожидаемого количества N поражений молнией в год для здания прямоугольной формы производится по формуле:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$N = \left[(S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2 \right] \cdot n \cdot 10^{-6},$$

где n – число ударов молнии, приходящихся на 1 квадратный километр в год;

h – наибольшая высота здания;

S, L – ширина и длина здания.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозových часов в году, определяемым по карте [7]: $n=2$.

Тогда ожидаемое количество поражений молнией в год будет равно:

$$N = \left[(36 + 6 \cdot 8) \cdot (56 + 6 \cdot 8) - 7,7 \cdot 10^2 \right] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 0,02$$

При условии, что $N = 0,02 \leq 1$, то зона защиты объекта обеспечивающая перехват на пути к защищаемому объекту не менее 95 %, а это зона типа – Б [28], а так же категория устройства молниезащиты – II. Во II категорию попадают производственные здания и сооружения, в которых появление взрывоопасной концентрации происходит в результате нарушения нормального технологического режима, а также наружные установки, содержащие взрывоопасные жидкости и газы. Для этих объектов удар молнии создает опасность взрыва только при совпадении с технологической аварией или срабатывании дыхательных или аварийных клапанов на наружных установках.

Не смотря на то, что попадание молнии в здания происходит не так часто, все же от этого явления никто не застрахован. А чтобы защитить цех необходимо использовать надежную защиту от молнии, и такой защитой вполне может стать молниеприемная сетка.

На сегодняшний день, использование молниеприемной сетки на кровле зданий не такое уж редкое явление. Использование молниезащитной сетки способствует равномерному распределению тока молнии между токоотводами и улучшает электромагнитную обстановку в защищаемом объеме.

По расположению на кровле цеха молниеприемная сетка находится поверх кровли, не выходя за ее границы.

Устройство молниеприемной сетки состоит из нескольких этапов:

- выбирается толщина прутка и схема расположения сетки;
- выбираются держатели;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- определяется расположение токоотводов;
- устанавливаются дополнительные молниеотводы, если это необходимо;
- устраивается заземление для молниеприемной сетки.

Теперь о каждом этапе подробнее.

Молниеприемная сетка состоит из прутьев горячеоцинкованной стали (самый оптимальный по стоимости и долговечности материал, который позволяет защитить сталь от окисления на протяжении минимум 30 лет и не смотря на более низкую стоимость по сравнению с медью, эстетичность данного материала находится на высоком уровне) диаметром 6 мм, расположенных на крыше в виде сетки, шаг которой выбирается в зависимости от категории молниезащиты, то есть объект относится ко II категории устройства молниезащиты, то есть ширина ячейки 5 м [28]. Соединение прутков осуществляется специальными держателями. Крепятся держатели для сетки через каждый метр. Конструктивное выполнение молниеприемной сетки представлен на рисунке 8.

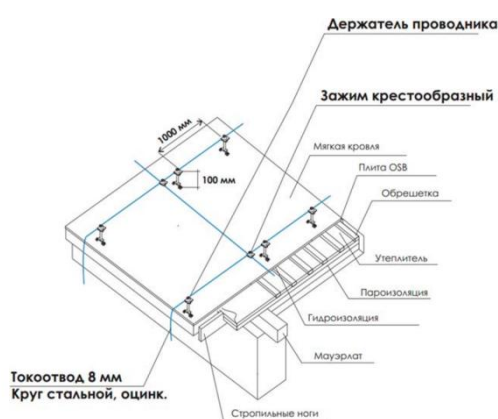


Рисунок 8 – Конструктивное выполнение молниеприемной сетки

Далее к молниеприемной сетке присоединяются все конструктивные элементы цеха, например трубы, парапеты, а так же токоотводы.

Токоотводы предназначены для отвода тока от молниеприемной сетки в землю. Токоотводы представляют из себя стальную полосу. Токоотводы располагаются по углам цеха, и дополнительно по периметру цеха не реже чем раз в 25 метров. Далее токоотвод спускаются под землю и при помощи болтовых соединителей крепятся к контуру заземления цеха.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Контур заземления строится следующим образом: по периметру цеха, на расстоянии не менее 1 метра от фундамента по горизонтали и не менее 0,7 метра от поверхности земли по вертикали прокладывается стальная полоса сечением 40x5 мм, которая закольцовывается вокруг цеха. Эта полоса соединяется со всеми токоотводами. Для уменьшения сопротивления растеканию тока молнии горизонтальный контур дополняется вертикальными заземлителями. Длина вертикального заземлителя 5 метров и диаметр 12 мм. Общее сопротивление контура заземления для молниезащиты не должно превышать 10 Ом для II категории.

Пример соединения молниеприемной сетки к контуру заземления приведен на рисунке 9.

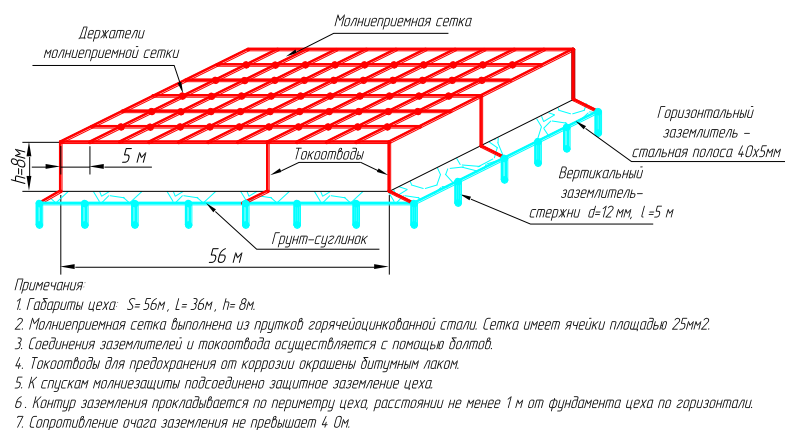


Рисунок 9 – Соединение молниеприемной сетки к контуру заземления

Определяется расчётное сопротивление совмещённых заземляющих устройств цеха:

$$R_{\text{зз}} \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{25} = 5 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора по стороне 0,4 кВ согласно [27] должно быть не более 4 Ом. Принимается $R_{\text{зз}} = 4 \text{ Ом}$.

Дополнительно в качестве естественных заземления используются металлические выступающие части на крыши с сопротивлением растеканию 18 Ом.

Сопротивление искусственного заземлителя:

$$\frac{1}{R_u} = \frac{1}{R_{\text{зз}}} - \frac{1}{R_e} = \frac{1}{4} - \frac{1}{22} = 0,21$$

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$R_u = 4,76 \text{ Ом}$$

Расчетное сопротивление земли для вертикальных заземлителей:

$$p_p = k_c \cdot p = 1,45 \cdot 150 = 217,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \text{ где } k_c = f \text{ (вер., зона II)} = 1,45 \text{ по [27].}$$

Расчётное сопротивление одного стержня.

Глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины

$$\text{заземлителя: } t = t_1 + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м.}$$

$$r_g = \frac{0,366 \cdot 217,5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 46,51 \text{ Ом}$$

Определяется количество стержней.

Коэффициент использования вертикальных заземлителей исходя из [27, табл.8.2] определяется: $\eta_g = 0,44$ (при $a/l = 1$, $N_{np} = 39$ шт).

$$N_g = \frac{r_g}{R_u \cdot \eta_g} = \frac{46,51}{4,76 \cdot 0,44} = 22,21 \text{ шт}$$

Принимается $N_g = 24$ шт.

Определяются сопротивления горизонтальных заземлителей (полосы).

В качестве горизонтальных заземлителей принимается стальная полоса 40x5.

Так как контурное заземляющего устройства закладывается на расстоянии не менее 1 м, то длина по периметру закладки равна:

$$L_n = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (56 + 2) \cdot 2 + (36 + 2) \cdot 2 = 192 \text{ м}$$

Расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей:

$$p_p = k_c \cdot p = 3,5 \cdot 150 = 525 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \text{ где } k_c = f \text{ (гор., зона II)} = 3,5 \text{ по [27].}$$

Сопротивления горизонтальных заземлителей (полосы):

$$r_z = \frac{0,366 \cdot p_p}{L_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 525}{192} \cdot \lg \frac{2 \cdot 192^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 6,43 \text{ Ом}$$

Ширина полосы $b = 40$ мм.

Определяется фактическое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.ф.} = \frac{R_u \cdot r_z}{r_z + R_u} = \frac{4,76 \cdot 6,43}{6,43 + 4,76} = 2,74 \text{ Ом}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(4 Ом) $R_{\Sigma} > R_{\Sigma.ф}$ (2,74 Ом), следовательно, заземляющее устройство будет эффективным.

В дипломной работе заземлитель молниезащиты следует совместить с контуром заземляющего устройства цеха термической обработки комплектующих частей.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе произведены расчеты для обоснования выбора питающего напряжения сети, выбрано и проверено подходящее электрооборудование, рассчитаны значения токов К.З. для заданных точек системы электроснабжения К1, К2, К3, значения ударных токов в точках К1, К2, К3, произведен расчет РЗиА питающих линий в электромеханическом и микро процессорном исполнении.

Были предложены варианты схем электроснабжения цеха, а именно предложены варианты выбора числа, типа, мощности трансформаторной подстанции, питающей цех. После рассмотрения вариантов схемы электроснабжения, был выбран оптимальный вариант на основе технико – экономического сравнения.

Произведенный электрический расчет этого варианта позволил оценить качество доставляемой до потребителей электрической энергии, которое полностью соответствовало требованиям Госта.

Произведенный расчет токов короткого замыкания в схеме электроснабжения помог правильно выбрать параметры защитной и коммутационной аппаратуры, оценить величину тока короткого замыкания и воздействие его на схему в различных ее точках.

Все принимаемые конструктивные решения были технически обоснованы теми или иными причинами и соответствуют требованиям нормативных документов.

Таким образом, поставленные цели достигнуты, задачи решены.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Электронный документ. – <http://www.wood-pellets.com>.
- 2 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик, В.А.Венникова. – М.: Энергия, 1974. – 592 с.
- 3 Правила устройств электроустановок. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9, Раздел 7. Главы 7.5, 7.6, 7.10 – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
- 4 Трансформатор ТД 40000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-020-2010 Электронный документ. – <http://sumgroup.ru/catalog/transformers>.
- 5 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электрических специальностей: Учебное пособие для студентов вузов / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1981. – 456 с.
- 6 Железобетонные опоры. Электронный документ. – http://fictionbook.ru/author/anatoliyi_kravcov/spravochnik_po_stroitelstvu_i_rekonstruk/read_online.html?page=2.
- 7 Каталог электротехнического сайта «Корпорация. Русский трансформатор» Электронный документ. – <http://www.rus-trans.com>.
- 8 Алиев, И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию / И.И.Алиев.– М.: Феникс, 2003. – 477 с.
- 9 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД-153-34.0-20.527-98). – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.
- 10 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин.– М.: Энергия, 1980. – 599 с.
- 11 Вакуумный выключатель ВБПВ-10-20/630 У3. Электронный документ. – <http://www.bester54.ru>.
- 12 Силовой вакуумный выключатель внутренней установки, 6–10–15 кВ до 8000 Электронный документ. – <http://sems.ural.ru/store/34251/10033111>.
- 13 Вакуумный выключатель ВБП-220 кВ. Электронный документ. – http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_220_kv/.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

14 Разъединители на 110–220 кВ. Электронный документ. – <http://www.elekom-ural.ru/catalog/item/42–razediniteli–na–110–220kv.html>.

15 Трансформаторы тока элегазовые серии ТРГ на напряжение 35, 110 и 220 кВ. Электронный документ. – http://www.uetm.ru/files/katalog_TRG-35,110,2.pdf.

16 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 606 с.

17 Трансформатор напряжения НАМИ-220. трансформатор напряжения измерительный масляный антирезонансный. Электронный документ. – <http://www.tdtransformator.ru/catalog/izmeritelnye/napryazheniya/ot-110-kv/nami-220.htm>.

18 Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В.Чернобровов. – М.: Энергия, 1998. – 680 с.

19 Ундеев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Ундеев. – 4-е изд. – М.: Высш.шк., 2006. – 456 с.

20 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматика распределительных сетей / М.А. Шабад. – С – П.: Политехника-сервис, 2003. – 350 с.

21 Электротехнический сайт «Современные решения в области силовых трансформаторов». – <http://www.elektrozavod.ru>.

22 Разыграев, С.Н. Методическое указание для выполнения курсовой работы по переходные процессы в системах электроснабжения / С.Н. Разыграев, Д.П. Химичева. – Челябинск: ЮУрГУ 2014. – 40 с.

23 Установка компенсации реактивной мощности АУКРМ-0,4-40-10 УЗ. Электронный документ. – <http://www.nwe.energoportal.ru/aukrm-18549>.

24 Элементы конструкции АСБ-6. Электронный документ. – http://remcable.3dn.ru/publ/kabeli_silovye_s_bumazhnoj_izoljaciej/asb_6/2-1-0-144.

25 Трансформатор масляный ТМГ 630/6/0,4 Основные технические характеристики. Электронный документ. – <http://ztp-ural.ru/transformatoryi-silovyeie-tipa-tmg/tmg/tmg-630-10>.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

26 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электрических специальностей: Учебное пособие для студентов вузов / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1981. – 456 с.

27 Тулев, И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию / И.И.Тулев. – М.: Феникс, 2003. – 477 с.

28 Кабель силовой и оптический. Цены. – http://www.nymo.ru/katalog_produkzii.html.

29 Каменева, В.В. Область рассеяния центра электрических нагрузок / В.В. Каменева. – М.: МЭИ, 1971. – 282 с.

30 Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. – М.: НТФ Энергопрогресс, 1998. – 562 с.

31 СП Электро. Описание кабеля ВВГнг-LS. Электронный документ. – <http://sp-elektro.ru/katalog/kabel-i-provod/silovoy-kabel/opisanie-kabelya-vvng-ls>.

32 ОАО «Старооскольский завод электромонтажных изделий. Справочник - Каталог: Разработка и изготовление. – Ростов-на-Дону: СОЭМИ, 2014. – 400 с.

33 ГОСТ 13109-99. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 15 с.

34 Барыбина, Б.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Б.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 592 с.

35 Электротехнический сайт « Emax. Низковольтные автоматические выключатели на номинальный ток 800-6300». – http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/05_Emax.pdf

36 Электротехнический сайт «Исполнение по типу защиты Tmax». – http://www.elprom-st.ru/uploads/Products/product_475/Tmax_T1N_2013_rasc.pdf

37 Разыграев, С.Н. Методическое указание. Заземление и зануление электрического оборудования и станков. Расчеты заземляющих устройств / С.Н. Разыграев, Д.П. Химичева. – Челябинск: ЮУрГУ 2014. – 40 с.

38 Инструкция по устройству молниезащиты цехов, зданий и сооружений / РД 34.21-122-87. – М.: изд. Энергоатомиздат, 1989. – 56 с.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

39 Электротехнический справочник: в 4т. Электротехнические устройства / под ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т. 1. – 551 с.

40 Яуре, А.Г. Крановый электропривод. Справочник / А.Г. Яуре, Е.М. Певзнер. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 344 с.: ил.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбор номинального напряжения сети

Выбор номинального напряжения сети по технико-экономическому сравнению $U_{ном} = 110$ кВ и $U_{ном} = 220$ кВ.

Наиболее экономичным вариантом будет являться схема с наименьшими приведенными затратами.

Для определение приведенных затрат необходимо определиться с типом и мощностью трансформаторов, а также маркой воздушной линии.

Выбор трансформаторов Т1, Т2, расчет капиталовложений в подстанцию, расчет потерь электрической энергии

Определение полной номинальной мощности трансформатора:

$$S_{TRрасч} = \frac{S_{ПОТР}}{\beta \cdot N},$$

где $S_{TRрасч}$ – расчетная мощность трансформатора;

N – число трансформаторов;

β – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, для повышения экономичности работы, рекомендуется принимать с учётом полной нагрузочной способности $\beta = 0,7$ [3].

$$S_{TRрасч} = \frac{36,0}{0,7 \cdot 2} = 24,2 \text{ МВА.}$$

Из стандартного ряда номинальных мощностей трансформаторов [3] предварительно выбираем трансформаторы с $S_{ном} = 25$ МВА.

Помимо нормального режима, необходимо рассмотреть послеаварийный режим работы трансформатора, чтобы проверить его нагрузочную способность.

В качестве послеаварийного режима рассматривается режим отключение одного трансформатора:

$$S_{авар} = S_{ПОТР}$$

$$S_{авар} = S_{ПОТР} = 36,0 \text{ МВА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Аварийная нагрузка трансформатора при отключении одного из них определяется по формуле:

$$\beta_{авар} = \frac{S_{авар}}{S_{ном}}$$

где $S_{ном}$ – номинальная полная мощность трансформатора.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора с $S_{ном} = 25$ МВА в аварийном режиме:

$$\beta_{авр2} = \frac{36,0}{25} = 1,36$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме, при отключении одного из трансформаторов или вывода его в ремонт, по техническим условиям проходит, но отсутствует запас на случай дальнейшего развития сети без привлечения дополнительных инвестиций, капитальных затрат и серьезной модернизации оборудования. Следовательно, для дальнейшего проектирования, выбираем трансформатор с $S_{ном} = 40$ МВА.

Определим коэффициент загрузки трансформатора с $S_{ном} = 40$ МВА в аварийном режиме:

$$\beta_{авр2} = \frac{36,0}{40} = 0,85$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме, при отключении одного из трансформаторов или вывода его в ремонт, по техническим условиям проходит и присутствует возможность дальнейшего развития сети потребителей электроэнергии без привлечения дополнительных средств и модернизации оборудования.

Паспортные данные на трансформаторы Т1, Т2 взяты из литературы [4].

Таблица А.1 – Паспортные данные трансформаторов

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{Вномі}$, кВ	u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_0 , кВт	I_x , %
ТД 40000/110	40	121	10,5	120	19	0,23
ТД 40000/220	40	230	11	130	25	0,3

					130302.2017.509 ПЗ ВКР		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			73

Капитальные вложения в подстанцию определяются по формуле:

$$K_{Pi} = K_{OTi} \cdot n_{Ti} + K_{OBOi} \cdot n_{BO},$$

где K_{OTi} – стоимость трансформаторов;

n_{Ti} – количество трансформаторов;

K_{OBOi} – стоимость оборудования высоковольтного;

n_{BO} – количество оборудования высоковольтного.

Стоимость предварительных вариантов электрического оборудования, подстанции приведены в таблице А.2.

Таблица А.2 – Стоимость предварительных вариантов электрического оборудования

Напряжение	110 кВ				220 кВ		
	Кол-во	Оборудование 110 кВ	Стоимость единицы, тыс.руб	Капитало вложения, тыс.руб	Оборудование 220 кВ	Стоимость единицы, тыс.руб	Капитало вложения, тыс.руб
Трансформатор	2	ТД 40000/110	13500	27000	ТД 40000/220	24800	49600
Выключатель	5	ВПБ-110Ш	1100	5500	ВПБ-220Ш	2200	1100
Разъединитель	10	РГ-110	48,8	488	РГ-220	160,6	1606
Капитальные вложения в подстанцию K_{Pi} , тыс. руб:				32988	Капитальные вложения в подстанцию K_{Pi} , тыс. руб:		62206

При технико-экономическом расчете надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанций до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах и они определяются по формулам:

$$\Delta P_o^I = \Delta P_o + K_{un} \cdot \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном}$$

$$\Delta P_k^I = \Delta P_k + K_{un} \cdot \frac{u_k}{100} \cdot S_{ном},$$

где K_{un} – коэффициент изменения потерь, численно равен удельному снижению потерь активной мощности при уменьшении передаваемой реактивной мощности по всем элементам цепи начиная от источника до рассматриваемого трансформатора.

Численное значение его зависит от напряжения и схемы питания;

$$K_{ин} = 0,15 \text{ кВт/кВАр [5];}$$

ΔP_0 – каталожные потери мощности холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_k – каталожные потери мощности короткого замыкания, кВт;

u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

I_x – ток холостого хода трансформатора, %.

Определим приведенные потери в трансформаторах для 110 кВ:

$$\Delta P_{0_{110кВ}}^I = 19 + 0,15 \cdot \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 32,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k_{110кВ}}^I = 120 + 0,15 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 40000 = 750,0 \text{ кВт}.$$

Определим приведенные потери в трансформаторах для 220 кВ:

$$\Delta P_{0_{220кВ}}^I = 25 + 0,15 \cdot \frac{0,3}{100} \cdot 40000 = 43,0 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k_{110кВ}}^I = 130 + 0,15 \cdot \frac{11}{100} \cdot 40000 = 790,0 \text{ кВт}.$$

Время наибольших потерь определяется по формуле:

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

где $T_{нб}$ – время наибольших потерь.

Предприятие имеет непрерывный график работы, поэтому принимается время наибольших нагрузок $T_{нб} = 5500$ часов.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч}$$

Потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W_m = N \cdot \Delta P_0^I \cdot T_z + \frac{1}{N} \cdot \Delta P_k^I \cdot \left(\frac{S_{авар}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau,$$

где T_z – годовая продолжительность работы, часов.

Определим потери электрической энергии в трансформаторах для 110 кВ:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\Delta W_{m_{110кВ}} = 2 \cdot 32,8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 750 \cdot \left(\frac{36000}{40000}\right)^2 \cdot 3979 = 574656 + 1078060 = 1652716 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах для 220 кВ:

$$\Delta W_{m_{220кВ}} = 2 \cdot 43 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 790 \cdot \left(\frac{36000}{40000}\right)^2 \cdot 3979 = 753360 + 1135556 = 1888916 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим издержки, вызванные потерями электроэнергии в трансформаторах по формуле:

$$I_{\Delta W_T} = \beta \cdot \Delta W_T \cdot 10^{-3},$$

где β – стоимость 1 кВт потерянной энергии.

На предприятии в 2016 году стоимость 1 кВт·час потерянной энергии составляет $\beta = 2,55 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

Расчеты по потерям энергии в трансформаторах и издержкам, вызванными потерями электроэнергии в трансформаторах сведены в таблицу А.3.

Таблица А.3 – Расчеты по потерям энергии в трансформаторах и издержкам

Напряжение, кВ	Марка трансформатора	n_{Ti}	$S_{ПОТР}$, МВА	ΔP_k , кВт	ΔP_0 , кВт	ΔW_{Ti} кВт·ч	$I_{\Delta W_T}$, тыс.руб
110	ТД 40000/110	2	36,0	120	19	1 652 716	4214
220	ТД 40000/220	2	36,0	130	25	1 888 916	4816

Выбор воздушной линии W_1 , определение капитальных затрат, расчет потерь электрической энергии

Определяются параметры по линии W_1 .

Рабочий ток, протекающий по линии в часы максимума энергосистемы, определяется по формуле:

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср} \cdot n},$$

где n – количество цепей.

$$\text{Для 110 кВ: } I_{pW1_{110\text{кВ}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115000 \cdot 2} = 100,5 \text{ А.}$$

$$\text{Для 220 кВ: } I_{pW1_{220\text{кВ}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230000 \cdot 2} = 50,2 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение определяется из выражения:

$$F_{эi} = \frac{I_{pi}}{j_s},$$

где j_s – нормированная экономическая плотность тока.

Экономическая плотность тока для неизолированного алюминиевого провода при числе использования максимума нагрузки в год $T_{нб} = 5500$ часов составляет $j_s = 1,0 \text{ А/мм}^2$ [3, табл.1.3.36].

Для воздушных линий рекомендовано применение сталеалюминевых проводов. Так как толщина стенки гололеда для электрифицируемого района (условно задаемся – Средний Урал) составляет 15 мм, то рекомендованное по [3] соотношение для сталеалюминевых проводов: А/С = 6,00 – 6,25 – при сечениях до 185 мм²; А/С = 7,71 и более при сечениях 240 мм².

При выборе сечений проводов в районных электрических сетях напряжением 110 кВ – 220 кВ необходимо учитывать ряд ограничений:

а) по условию отсутствия «короны»:

$$F_s \geq F_{\text{минк}}$$

Минимальное сечение проводов ВЛ 110 кВ по условию «короны» – $F_{\text{минк}} = 70 \text{ мм}^2$, а 220 кВ $F_{\text{минк}} = 240 \text{ мм}^2$ [3].

б) по условиям нагрева:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{макс}},$$

где $I_{\text{дон}}$ – максимально допустимый ток по условию теплового нагрева;

$I_{\text{макс}}$ – наибольшее расчётное значение тока в проводнике.

Экономическое сечение проводов определяется по расчетному току нагрузки:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}$$

Экономически целесообразное сечение для линии W_1 будет равно:

$$\text{Для 110 кВ: } F_{\text{э}W1_{110\text{кВ}}} = \frac{100,5}{1} = 100,5 \text{ мм}^2.$$

$$\text{Для 220 кВ: } F_{\text{э}W1_{220\text{кВ}}} = \frac{50,2}{1} = 50,2 \text{ мм}^2.$$

С учетом условия отсутствия «короны», полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения. Для линии W_1 выбирается провод на 110 кВ – АС 120/19, на 220 кВ – АС 240/32 [2, табл.П.9].

Для проверки выбранного сечения по нагреву рассматривается ремонтный режим – при выводе одной линии.

Допустимый ток для АС 120/19 [2, табл.П.9] составляет $I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$.

Допустимый ток для АС 240/32 [2, табл.П.9] составляет $I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}$.

Определим ток, протекающий в оставшейся цепи:

$$\text{– для 110 кВ: } I_{\text{max}_{110\text{кВ}}} = 2 \cdot 100,5 = 201 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 390 \text{ А};$$

$$\text{– для 220 кВ: } I_{\text{max}_{220\text{кВ}}} = 2 \cdot 50,2 = 100,4 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}.$$

Определение параметров линии W_1 :

$$R_{W_i} = R_{0i} \cdot L$$

$$X_{W_i} = X_{0i} \cdot L,$$

где L – длина линии, км.

Параметры удельных сопротивлений линии W_1 АС 120/19, АС 240/32 находятся из [2, табл.П.11] и сведены в таблицу А.4.

Таблица А.4 – Параметры линии W_1

$U_{\text{ном}i},$ кВ	$R_0,$ Ом/км	$X_0,$ Ом/км	$L_{W1},$ км	$R_{W1},$ Ом	$X_{W1},$ Ом
110	0,249	0,427	85	21,39	36,97
220	0,121	0,435	85	10,31	37,85

На линиях электропередачи применяются железобетонные опоры. Железобетонные опоры долговечнее деревянных, требуют меньше металла, чем металлические, просты в обслуживании и поэтому широко применяются на воздушных линиях до 500 кВ. Общее количество опор зависит от марки и сечения провода, от климатического района по гололеду, от расстояния пролета.

Таблица А.5 – Технические характеристики

Марка провода	Район по гололеду	Длина пролета, км	
		110 кВ	220 кВ
АС 70/14	IV (Средний Урал)	0,2	-
АС 240/32	IV (Средний Урал)	-	0,4

Общее количество опор определяется по формуле:

$$N = \frac{L}{l_{np}},$$

где L – длина линии, км;

l_{np} – длина пролета, км.

Определим общее количество опор для линии W_1 :

$$\text{Для 110 кВ: } N = \frac{85}{0,2} = 425 \text{ шт.}$$

$$\text{Для 220 кВ: } N = \frac{85}{0,4} = 212 \text{ шт.}$$

Условно зададимся, что местность равнинная без дорожных и автомобильных проездов. Технические характеристики опор взяты из литературы [6] и приведены в таблице А.6.

Таблица А.6 – Технические характеристики опор

Шифр опоры ЛЭП	Кол-во опор	Кол-во стоек на опору	Стойка	Н (высота), м	Н до нижней траверсы, м	Объем железобетона, м ³
110 кВ						
ПБ110-8	425	1	СК26.1-6.1	24,5	15,5	2,52
УБ110-7	56	1	СЦ20.2-1.1	16	9,2	3,68
220кВ						
ПБ220-1	212	1	СК26.1-6.1	24,5	16,5	2,52
УБ220-1	28	1	СК26.1-6.1	22,5	14,5	5,03

Капитальные вложения в линию определяются по формуле:

$$K_{\text{Л}} = K_{0i} \cdot L_i + K_{0on} \cdot N_{ion},$$

где K_{0i} – стоимость 1 км линии, тыс.руб.;

L_i – длина линии, км;

K_{0on} – стоимость опор, тыс.руб.;

N_{ion} – количество опор.

Капитальные затраты на сооружение воздушных линий приведены в таблице А.7.

Таблица А.7 – Капитальные затраты на сооружение воздушных линий

Напряжение	110 кВ				220 кВ			
	Кол-во	Оборудование	Стоимость сооружен. тыс.руб.	Капитало вложения, тыс.руб	Кол-во	Оборудование	Стоимость сооружен. тыс.руб.	Капитало вложения, тыс.руб
Провод	85 км	АС 120/19	120	11800	85 км	АС 240/32	146	13200
Промежуточные одноцепные железобетонные опоры	425 шт	ПБ110-8	264,99	107 059,68	212 шт	ПБ220-1	494,29	99854,69
Анкерные одноцепные железобетонные опоры	56 шт	УБ110-7	331,32	15 240,96	28 шт	УБ220-1	1126,23	25903,36
Капитальные затраты на сооружение ВЛ, $K_{\text{Л}}$ (тыс. руб.)				134 100,64	Капитальные затраты на сооружение ВЛ, $K_{\text{Л}}$ (тыс. руб.)			138 958,05

Годовые потери электроэнергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{Лi}} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau = \left(\frac{S^2_{\text{ПОТР}}}{U^2_{\text{НОМi}}} \cdot R_{0i} \cdot \frac{l_i}{n} \right) \cdot \tau,$$

где τ – время наибольших потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч}$$

Издержки, вызванные потерями электроэнергии в линиях определяются по формуле:

$$I_{\Delta W_{\text{Лi}}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{Лi}} \cdot 10^{-3},$$

где β – стоимость 1 кВт потерянной энергии.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$(O_{aЛ} + O_{pЛ} + O_{oЛ}) = 2,8\%$ для ВЛ, с $U_{ном} = 110$ кВ и 220 кВ, выполненных на железобетонных опорах [5, табл.6.32].

Издержки, вызванные потерями электроэнергии в проектируемых электроустановках за год:

$$I_{\Delta W} = I_{\Delta WЛ} + I_{\Delta WТ}$$

Для 110 кВ: $I_{\Delta W_{110кВ}} = 1983 + 4214 = 6152$ тыс.руб.

Для 220 кВ: $I_{\Delta W_{220кВ}} = 1101 + 4816 = 5917$ тыс.руб.

Приведенные затраты:

– Для 110 кВ:

$$Z_{110кВ} = 0,12 \cdot (32988 + 134100,64) + \frac{2,8}{100} \cdot 134100,64 + \frac{8,8}{100} \cdot 32988 + 5897 = 20050 + 3754 + 3754 + 6152 = 34455 \text{ тыс.руб.}$$

– Для 220 кВ:

$$Z_{220кВ} = 0,12 \cdot (62206 + 138958) + \frac{2,8}{100} \cdot 138958 + \frac{7,8}{100} \cdot 62206 + 5917 = 24139 + 3890 + 4852 + 5917 = 38798 \text{ тыс.руб.}$$

Сведем результаты расчета в таблицу А.9.

Таблица А.9 – Сводная таблица по приведенным затратам и издержкам за год

Напряже- ние, кВ	Капитальные затраты		Годовые издержки			Приведённые затраты
	K_{II} , тыс. руб.	$K_{Л}$, тыс. руб.	$I_{\Delta WЛ}$, тыс. руб.	$I_{\Delta WТ}$, тыс. руб.	$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	Z , тыс. руб.
110	32988	134 100,64	1 683	4214	6152	34455
220	62206	138 958,05	1 101	4816	5917	38798

Определяется преимущество варианта $U_{ном} = 110$ кВ с наименьшими приведенными затратами:

$$\Delta Z = \frac{Z_{II} - Z_I}{Z_I}$$

$$\Delta Z = \frac{38798 - 34455}{34455} \cdot 100 \% = 12,6 \%$$

Из сравнения экономических показателей видно, что вариант с $U_{ном} = 110$ кВ преимущественно выгоднее варианта с $U_{ном} = 220$ кВ, так как разность приведенных затрат > 10 %. Отметим, что использования линии с номинальным напряжением $U_{ном} = 110$ кВ, требует меньше капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии, а так же обладает заведомо меньшей пропускной способностью в отличие от линии с $U_{ном} = 220$ кВ.

Исходя из наших условий, в будущем можно предусмотреть увеличение передаваемой мощности по линии с $U_{ном} = 110$ кВ и ее дальнейшее развитие, т. к. выбранный трансформатор с $S_{ном} = 40$ МВА, сечение провода АС 120/19, существующая нагрузка 100,5 А позволяют это сделать без каких либо дополнительных затрат.

Из выше сказанного для дальнейшего расчета сети выбирается номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ, с соответствующим электрическим оборудованием: воздушной линией АС 120/19, трансформаторами Т1, Т2 – ТД 40000/110.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет токов короткого замыкания

Схема для расчетов токов короткого замыкания представлена на рисунке Б.1.

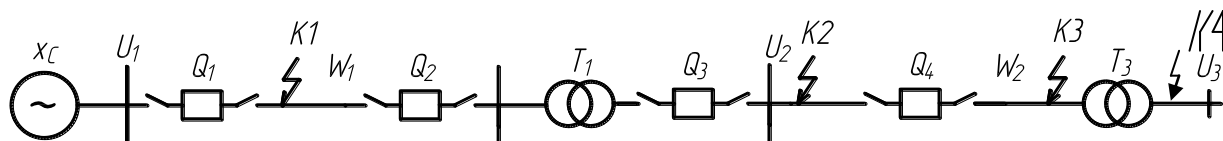


Рисунок Б.1 – Расчетная схема системы электроснабжения

Расчет короткого замыкания производится в относительных единицах с использованием приближенного приведения и выполняется с рядом допущений:

- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитываются токи нагрузки;
- трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз равными друг другу;
- не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сети;
- отсутствует насыщение стали электрических машин (генераторов, электродвигателей, трансформаторов);
- не учитывается сдвиг по фазе э.д.с. различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети [9].

При расчете все значения сопротивлений схемы будут выражены в относительных единицах (о.е.) и приведены к выбранной базовой мощности $S_б = 400 \text{ МВА}$.

Для выполнения данного расчета, нам необходимо составить схему замещения используя расчетную схему на рисунке Б.2.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

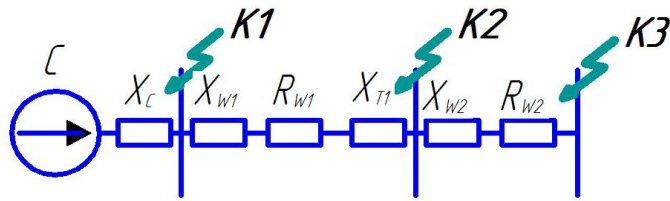


Рисунок Б.2 – Полная схема замещения системы электроснабжения

Определим сопротивления схемы замещения при выбранной базисной мощности $S_{Сном} = S_{\delta} = 400$ МВА и базисного напряжения на каждой ступени $U_{\delta i} = U_{ср i}$:
 $U_{ср K1} = 115$ кВ, $U_{ср K2} = 6,3$ кВ. $U_{ср K3} = 6,3$ кВ.

Параметры элементов, необходимых для расчета сопротивлений определяются ниже.

Базисный ток I_{δ} для каждой ступени трансформации определяется по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}},$$

где S_{δ} – выбранная базовая мощность, МВА;

U_{δ} – базовая ступень напряжения в месте К.З., кВ.

Определим базовый ток для ступени напряжения $U_{\delta} = 115$ кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{400}{1,73 \cdot 115} = 1,5 \text{ кА.}$$

Определим базовый ток для ступени напряжения $U_{\delta} = 10,5$ кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{400}{1,73 \cdot 6,3} = 36,7 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_{*C} = x_{номC} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Сном}},$$

где $S_{Сном}$ – заданная мощность системы, МВА;

S_{δ} – выбранная базовая мощность, МВА.

Определим сопротивление системы X_C , приведенное к $S_{\delta} = 400$ МВА:

$$X_{*C} = 0,7 \cdot \frac{400}{400} = 0,7 \text{ о. е.}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется по формуле:

$$X_{*\text{трансф}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение К.З. трансформатора, %;

$S_{\text{б}}$ – выбранная базовая мощность, МВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Определим сопротивление трансформатора Т1, приведенное к $S_{\text{б}} = 400$ МВА:

$$x_{*T1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{400}{40} = 0,78 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 в относительных единицах определяется по формуле:

$$X_{*\text{линии}} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $X_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом;

l – длина линии, км;

$S_{\text{б}}$ – выбранная базовая мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение в месте установки линии электропередачи, кВ.

Определим индуктивное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 приведенное к $S_{\text{б}} = 400$ МВА:

$$X_{W1} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,427 \cdot 85 \cdot \frac{400}{115^2} = 1,08 \text{ о.е.}$$

$$X_{W2} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,083 \cdot 2,0 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2 определяется по формуле:

$$R_{*\text{линии}} = r_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $r_{\text{уд}}$ – активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом;

l – длина линии, км;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

S_6 – выбранная базовая мощность, МВА;

U_{cp} – среднее напряжение в месте установки линии электропередачи, кВ.

Определим активное сопротивление линии электропередачи W1 и кабельной линии W2, приведенное к $S_6 = 400$ МВА:

$$R_{W1} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,249 \cdot 85 \cdot \frac{400}{115^2} = 0.62 \text{ о.е.}$$

$$R_{W2} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,31 \cdot 2,0 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 1,1 \text{ о.е.}$$

В дальнейшем при расчете тока К.З. в точке К3 будем принимать во внимание активное сопротивление кабельной линии $R_{W2} = 1,1 \text{ о.е.}$, т. к. $\sum r \geq \frac{1}{3} \sum X$;

Параметры элементов схемы замещения для определения токов короткого замыкания сведем в таблицу Б.1.

Таблица Б.1 – Параметры элементов схемы замещения

№	Элементы расчетной схемы	Относительные единицы
1	Энергосистема	$x_{*c} = 0,7 \text{ о.е.}$
2	Трансформатор Т1	$x_{*T1} = 1,01 \text{ о.е.}$
3	Линия W ₁	$x_{*W1} = 1,08 \text{ о.е.}; r_{*W1} = 0.62 \text{ о.е.}$
4	Линия W ₂	$x_{*W2} = 0,3 \text{ о.е.}; r_{*W1} = 1,1 \text{ о.е.}$

Для расчета токов К.З. для точек К1–К3 составляется схема замещения.

Расчет токов К.З. для точки К1.

Расчетная схема для точки К1 представлена на рисунке.

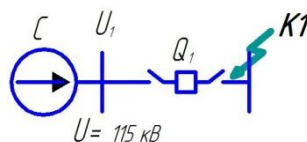


Рисунок Б.3 – Расчетная схема для точки К1

Используя расчетную схему, составляем схему замещения для точки К1.

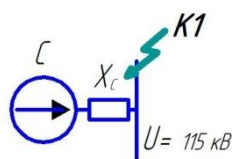


Рисунок Б.4 – Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке К1

Начальное значение периодической составляющей тока К.З. (с учетом расчета в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{n.o} = \frac{I_{\bar{o}}}{\Sigma Z},$$

где Z – результирующее сопротивление цепи;

$I_{\bar{o}}$ – базисный ток в месте К.З., кВ.

Определим начальное значение периодической составляющей тока К.З. (с учетом расчета в относительных единицах) в точке К1:

$$I_{п.о. К1} = \frac{2}{0,7} = 2,8 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока при К.З. в точке К1.

Система, связанная со сборными шинами 35÷220 кВ, где рассматривается точка короткого замыкания [10, табл.3.8]:

$$T_a = 0,03 \text{ с}, \kappa_y = 1,717$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{нок1} = 1,717 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

Расчет токов К.З. для точки К2.

Расчетная схема для точки К2 представлена на рисунке.

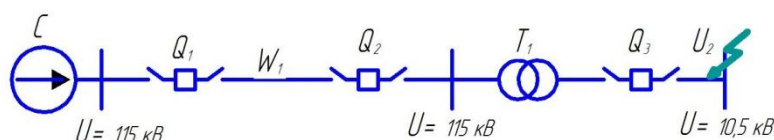


Рисунок Б.5 – Расчетная схема для точки К2

Используя расчетную схему, составляем схему замещения для точки К2.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

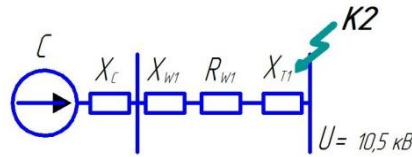


Рисунок Б.6 – Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке К2

Сопротивления X_C , X_{W1} , X_{T1} включены в схему последовательно, определим их результирующее сопротивление $X_{cXw1Xt1} = X_c + X_{w1} + X_{t1} = 0,7 + 1,08 + 1,01 = 2,8 \text{ о. е.}$

В дальнейшем при расчете тока К.З. в точке К2 не будем принимать во внимание активное сопротивление линии $R_{W1} = 0,62 \text{ о. е.}$, т.к. $\sum r \leq \frac{1}{3} \sum X$.

Определим начальное значение периодической составляющей тока К.З. (с учетом расчета в относительных единицах) в точке К2:

$$I_{п.о. К2} = \frac{36,7}{2,8} = 13,1 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока при К.З. в точке К2.

Система, связанная со сборными шинами 6÷10 кВ через трансформаторы мощностью 32÷80 МВА [10, табл.3.8]:

$$T_a = 0,05 \text{ с}, \kappa_y = 1,82$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{п.о.К2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}$$

Расчет токов К.З. для точки К3.

Расчетная схема для точки К3 представлена на рисунке.

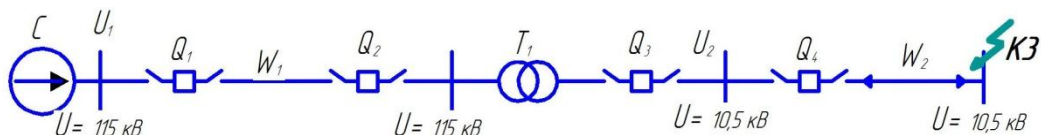


Рисунок Б.7 – Расчетная схема для точки К3

Используя расчетную схему, составляем схему замещения для точки К3.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

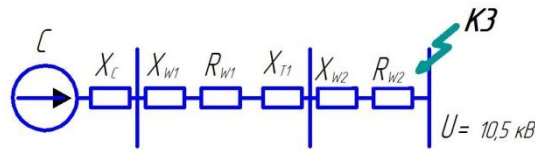


Рисунок Б.8 – Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке КЗ

Сопротивления X_C , X_{W1} , X_{T1} , X_{W2} включены в схему последовательно, определим их результирующее сопротивление $X_{cXw1Xt1Xw2} = X_c + X_{w1} + X_{t1} + X_{w2} = 0,7 + 1,08 + 1,01 + 0,3 = 3,11 \text{ о. е.}$

Сопротивления R_{W1} , R_{W2} включены в схему последовательно, определим их результирующее сопротивление $R_{w1Rw2} = R_{w1} + R_{w2} = 0,62 + 1,1 = 1,72 \text{ о. е.}$

В дальнейшем при расчете тока К.З. в точке КЗ будем принимать во внимание активное сопротивление линии $R_{W1}R_{W2} = 1,72 \text{ о. е.}$, т.к. $\sum r \geq \frac{1}{3} \sum X$.

Определим начальное значение периодической составляющей тока К.З. (с учетом расчета в относительных единицах) в точке КЗ:

$$I_{n0,кз} = \frac{36,7}{\sqrt{3,11^2 + 1,72^2}} = \frac{36,7}{\sqrt{12,6}} = 10,4 \text{ кА}$$

Коэффициент ударный определяется:

$$k_{y\partial} = (1 + e^{-0,01/T_a}),$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, определяется:

$$T_a = \frac{x_{*1}}{\omega \cdot R_{*1}},$$

где x_{*1} – результирующее индуктивное сопротивление цепи короткого замыкания;

R_{*1} – результирующее активное сопротивление цепи короткого замыкания.

$$T_a = \frac{3,11}{314 \cdot 1,72} = 0,005 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = (1 + e^{-0,01/0,005}) = 1,13$$

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0,кз} = 1,13 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,4 = 16,1 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет токов К.З. для точки К4.

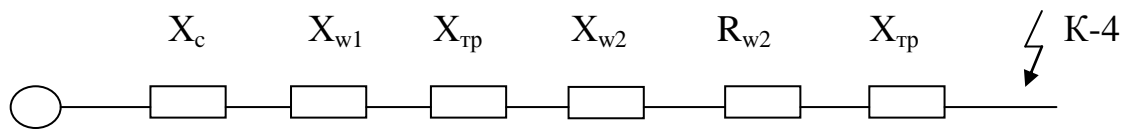


Рисунок Б.9 – Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке К4

$$x_{*T1} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{400}{1,6} = 19,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивления X_C , X_{W1} , X_{T1} , X_{W2} , X_{T2} включены в схему последовательно, определим их результирующее сопротивление $X_c X_{w1} X_{t1} X_{w2} X_{t2} = X_c + X_{w1} + X_{t1} + X_{w2} + X_{t2} = 0,7 + 1,08 + 1,01 + 0,3 + 19,2 = 22,3 \text{ о.е.}$

Соотношение $\frac{R_{\Sigma}^*}{X_{\Sigma}^*} < \frac{1}{3}$ выполняется, значит активное сопротивление не учитывается.

$$I_{n0,к4} = \frac{279}{22,3} = 12,5 \text{ кА}$$

Коэффициент ударный определяется:

$$k_{y\partial} = (1 + e^{-0,01/T_a}),$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется:

$$T_a = \frac{x_{*1}}{\omega \cdot R_{*1}},$$

где x_{*1} – результирующее индуктивное сопротивление цепи короткого замыкания;

R_{*1} – результирующее активное сопротивление цепи короткого замыкания.

$$T_a = \frac{3,11}{314 \cdot 1,72} = 0,005 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = (1 + e^{-0,01/0,005}) = 1,13$$

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0,к4} = 1,13 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,5 = 18,3 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проверка высоковольтных выключателей

Проверка выбранного вакуумного выключателя Q4 на напряжение 6 кВ

Таблица В.1 – Проверка вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-20/630-У2

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётные параметры
Номинальный ток отключения	20 кА	$I_{отк.ном} \geq I_{но,к3}$	13,1 кА
Номинальное содержание апериодической составляющей	$\beta = 30 \%$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta$ $8,48 \text{ кА} \geq i_{ат}$	6,8 кА
Ток динамической стойкости	51 кА	$I_{динст} \geq i_{yo}$	26,3 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 20 \text{ кА}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \geq B_k$	$7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Апериодическая составляющая полного тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

$$i_{ат} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{но,к3},$$

где τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с,в},$$

где $t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{р.з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты.

$$t_{с,в} = 0,027 \text{ с}, t_{р.з.мин} = 0,02 \text{ с}, \text{ тогда } \tau = 0,02 + 0,027 = 0,047 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания для точки К2 определена в пункте 4.3: $T_a = 0,05$.

Ток короткого замыкания в точке К2: $I_{но,к2} = 13,1 \text{ кА}$.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{но,к2} = \sqrt{2} \cdot 13,1 = 18,3 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока К.3. в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{ат} = 18,3 \cdot e^{-\frac{0,047}{0,05}} = 6,8 \text{ кА}$$

Проверка выбранного выключателя по ударному току короткого замыкания.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Коэффициент ударный для точки К2 определен в пункте 4.3: $k_{y0} = 1,82$.

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0,к2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$t_{отк} = t_{в.отк} + t_{p.з.осн},$$

где $t_{в.отк}$ – время отключения выключателя;

$t_{p.з.осн}$ – время действия основной релейной защиты.

$$B_{\kappa} = I_{n0,к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 13,1^2 \cdot (0,037 + 0,02 + 0,05) = 7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У2 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице В.1.

Проверка выбранного вакуумного выключателя Q3, Q5 на напряжение 6 кВ

Таблица В.2 – Параметры выключателя ВР3-10-40/3150-У2

Параметр выключателя	Паспортные параметра	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальный ток отключения	40 кА	$I_{отк.ном} \geq I_{но,к2}$	7,8 кА
Номинальное содержание апериодической составляющей	$\beta = 30 \%$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta$ $16,9 \text{ кА} \geq i_{ат}$	5,17 кА
Ток динамической стойкости	102 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{y0}$	26,3 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 40 \text{ кА}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \geq B_{\kappa}$	49,04 кА ² ·с

Апериодическая составляющая полного тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

$$t_{с.в} = 0,055 \text{ с}, t_{p.з.мин} = 0,02 \text{ с}, \text{ тогда } \tau = 0,02 + 0,055 = 0,075 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока К3 и ударный коэффициент для точки К2 определены в пункте 5.3: $T_a = 0,05$, $\kappa_y = 1,82$.

Ток короткого замыкания в точке К2: $I_{но,к2} = 13,1 \text{ кА}$.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{но,к2} = \sqrt{2} \cdot 13,1 = 18,3 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{a\tau} = 18,3 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,05}} = 5,17 \text{ кА}$$

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0,к2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{n0,к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 13,1^2 \cdot (0,09 + 0,05 + 0,5) = 49,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель ВРЗ-10-40/3150-У2 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице В.2.

Проверка выбранного вакуумного выключателя Q2, Q6 на 110 кВ.

Таблица В.3 – Параметры выключателя ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальный ток отключения	31,5 кА	$I_{отк.ном} \geq I_{но,к1}$	2,8 кА
Номинальное содержание апериодической составляющей	$\beta = 23 \%$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta$ $7,245 \text{ кА} \geq i_{a\tau}$	0,362 кА
Ток динамической стойкости	102 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{y\delta}$	6,7 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 40 \text{ кА}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \geq B_{\kappa}$	9,9 кА ² ·с

Собственное время отключения выключателя = 0,055 с.

Полное время отключения выключателя = 0,07 с.

Апериодическая составляющая полного тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

$$t_{c,в} = 0,055 \text{ с}, t_{p.з.мин} = 0,02 \text{ с}, \text{ тогда } \tau = 0,02 + 0,055 = 0,075 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент для точки К1 определены в пункте 5.2: $T_a = 0,03$, $\kappa_y = 1,717$.

Ток короткого замыкания в точке К1: $I_{но,к1} = 2,8 \text{ кА}$.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{но,к1} = \sqrt{2} \cdot 2,8 = 3,9 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Определим апериодическую составляющую тока КЗ. в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{ar} = 3,9 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,03}} = 0,362 \text{ кА}$$

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{n0, \kappa 1} = 1,41 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{n0, \kappa 1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 2,8^2 \cdot (0,09 + 0,03 + 1) = 9,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице В.3.

Проверка выбранного вакуумного выключателя Q1 на 110 кВ.

Таблица В.4 – Параметры выключателя ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1

Параметр выключателя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Номинальный ток отключения	31,5 кА	$I_{отк.ном} \geq I_{но, \kappa 1}$	2,8 кА
Номинальное содержание апериодической составляющей	$\beta = 23 \%$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta$ $7,245 \text{ кА} \geq i_{ar}$	0,362 кА
Ток динамической стойкости	102 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{y\delta}$	6,7 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 40 \text{ кА}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \geq B_{\kappa}$	13,6 кА ² ·с

Собственное время отключения выключателя = 0,055 с.

Полное время отключения выключателя = 0,07 с.

Апериодическая составляющая полного тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

$$t_{c, \delta} = 0,055 \text{ с}, t_{p.з.мин} = 0,02 \text{ с}, \text{ тогда } \tau = 0,02 + 0,055 = 0,075 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент определены: $T_a = 0,03$, $\kappa_y = 1,717$.

Ток короткого замыкания в точке К1: $I_{н0,к1} = 2,8$ кА.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{н0,к1} = \sqrt{2} \cdot 2,8 = 3,9 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока К.З. в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{a\tau} = 3,9 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,03}} = 0,362 \text{ кА}$$

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{н0,к1} = 1,41 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{н0,к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 2,8^2 \cdot (0,09 + 0,03 + 1,5) = 13,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель ВПБ-110Ш-31,5/2000УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице В.4.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Проверка разъединителей

Проверка разъединителей QS2, QS6.

Таблица Г.1 – Параметры разъединителей РГ-110/1000 УХЛ1

Параметр разъединителя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Ток динамической стойкости	80 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{уд}$	6,7 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 31,5$ кА $t_T = 3$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \geq B_\kappa$	8,7 кА ² ·с

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент для точки К1 определены: $T_a = 0,03$, $\kappa_y = 1,717$.

Ток короткого замыкания в точке К1: $I_{н0,к1} = 2,8$ кА.

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{н0,к1} = 1,41 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_\kappa = I_{н0,к1}^2 \cdot (t_{омк} + T_a + \Delta t) = 2,8^2 \cdot (0,09 + 0,03 + 1) = 8,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки, указанные в таблице Г.1.

Проверка разъединителей QS1.

Таблица Г.2 – Параметры разъединителей РГ-110/1000 УХЛ1

Параметр разъединителя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Ток динамической стойкости	80 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{уд}$	6,7 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 31,5$ кА $t_T = 3$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \geq B_\kappa$	13,6 кА ² ·с

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент для точки К1 определены: $T_a = 0,03$, $\kappa_y = 1,717$.

Ток короткого замыкания в точке К1: $I_{н0,к1} = 2,8$ кА.

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{н0,к1} = 1,717 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Проверка по термической стойкости:

$$B_k = I_{л0,к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 2,8^2 \cdot (0,09 + 0,03 + 1,5) = 13,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки, указанные в таблице Г.2.

Проверка разъединителей 6 кВ

Таблица Г.3 – Параметры разъединителей РОН-10К/50С0

Параметр разъединителя	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Ток динамической стойкости	80 кА	$I_{динст} \geq i_{уд}$	26,3 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 31,5 \text{ кА}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \geq B_k$	22,3 кА ² ·с

Из предыдущих расчетов $I_y = 26,3 \text{ кА}$, $I_{п02} = 13,1 \text{ кА}$.

Проверка по термической стойкости.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания для распределительной сети 6–10 кВ равна $T_a = 0,01$. Время отключения $t_{отк} = 0,1 + 0,02 = 0,12 \text{ с}$.

$$B_k = 13,1^2 \cdot (0,12 + 0,01) = 22,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет заданным параметрам, указанным в таблице Г.3.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Проверка трансформаторов тока

Проверка трансформатора тока 6 кВ отходящего присоединения W2

Таблица Д.1 – Параметры проверки трансформатора тока ТОЛ-10

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Вторичная нагрузка	0,6 Ом	$r_{2ном} \geq r_2$	0,41 Ом
Ток динамической стойкости	31,8 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{уд}$	26,3 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 12,5$ кА $t_T = 1$ с	$I_T^2 \cdot t_T = 156,25 \geq B_k$	7,5 кА ² ·с

Проверка по вторичной нагрузке.

Перечень измерительных приборов устанавливаемых в цепи представлены в таблице Д.2.

Таблица Д.2 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-350м	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-670	2,5	2,5	2,5
Итого		3	3	3

Определение сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб\sum}}{I_{2номТТ}^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Принимается сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом.

Определение допустимого сопротивления проводов:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,6 - 0,12 - 0,1 = 0,38 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены в неполную звезду.

Определение сечение жил кабеля.

В качестве соединительного кабеля принимаем кабель с медными жилами.

Для сети 6 кВ ориентировочная длина составляет $l_{расч} = l = 40$ м [10].

Удельная проводимость меди по [2]: $\sigma = 55,5 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$F = \frac{l_{расч}}{r_{np} \cdot \sigma} = \frac{40}{0,38 \cdot 55,5} = 1,89 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение, допускаемое по ПУЭ по условию механической прочности составляет $F_{мех} = 1,5 \text{ мм}^2$, тогда принимается гибкий контрольный кабель типа КРСГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока с учетом контрольного кабеля составляет:

$$r_{np} = \frac{l_{расч}}{F \cdot \sigma} = \frac{40}{2,5 \cdot 55,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,12 + 0,1 + 0,28 = 0,41 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,41 \text{ Ом} \leq r_{2ном} = 0,6 \text{ Ом}$$

Условие по вторичной нагрузке выполняется.

Проверка выбранного трансформатора по ударному току короткого замыкания.

Коэффициент ударный для точки К2 определен: $k_{y\delta} = 1,82$.

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н0,к3} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_k = I_{н0,к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 13,1^2 \cdot (0,037 + 0,02 + 0,05) = 7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 150/5 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице Д.1.

Проверка трансформатора тока для вводных выключателей РУ 6 кВ

Таблица Д.3 – Параметры проверки трансформатора тока ТОЛ-10-М-4

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Вторичная нагрузка	0,6 Ом	$r_{2ном} \geq r_2$	0,41 Ом
Ток динамической стойкости	152,5 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{y\delta}$	26,3 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 61,0 \text{ кА}$ $t_T = 1 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3721 \geq B_k$	29,04 кА ² ·с

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Проверка по вторичной нагрузке.

Перечень измерительных приборов устанавливаемых в цепи представлены в таблице Д.4.

Таблица Д.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-350м	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-670	2,5	2,5	2,5
Итого		3	3	3

Определение сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}_{\Sigma}}}{I_{2\text{номТТ}}^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Принимается сопротивление контактов $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Определение допустимого сопротивления проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,6 - 0,12 - 0,1 = 0,38 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены в неполную звезду.

Определение сечение жил кабеля:

В качестве соединительного кабеля принимаем кабель с медными жилами.

Для сети 6 кВ ориентировочная длина составляет $l_{\text{расч}} = l = 40 \text{ м}$ [10].

Удельная проводимость меди по [2]: $\sigma = 55,5 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

$$F = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}} \cdot \sigma} = \frac{40}{0,38 \cdot 55,5} = 1,89 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение, допускаемое по ПУЭ по условию механической прочности составляет $F_{\text{мех}} = 1,5 \text{ мм}^2$, тогда принимается гибкий контрольный кабель типа КРСГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока с учетом контрольного кабеля составляет:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_{np} = \frac{l_{расч}}{F \cdot \sigma} = \frac{40}{2,5 \cdot 55,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,12 + 0,1 + 0,28 = 0,41 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,41 \text{ Ом} \leq r_{2ном} = 0,6 \text{ Ом}$$

Условие по вторичной нагрузке выполняется.

Проверка выбранного трансформатора по ударному току короткого замыкания:

Коэффициент ударный для точки К2 определен: $k_{y\delta} = 1,82$.

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н0,к2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,1 = 26,3 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_k = I_{н0,к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 13,1^2 \cdot (0,09 + 0,05 + 0,5) = 29,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-10-М-4 с коэффициентом трансформации 4000/5 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице Д.3.

Проверка трансформатора тока 110кВ

Таблица Д.5 – Параметры проверки трансформатора тока ТРГ-110

Параметр трансформатора тока	Паспортные параметры	Условия выбора	Расчётный параметр
Вторичная нагрузка	4 Ом	$r_{2ном} \geq r_2$	1,42 Ом
Ток динамической стойкости	80 кА	$I_{дин.ст} \geq i_{y\delta}$	6,7 кА
Ток термической стойкости и время его действия	$I_T = 31,5 \text{ кА}$ $t_T = 1 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \geq B_k$	13,6 кА ² ·с

Проверка трансформатора тока.

Перечень измерительных приборов устанавливаемых в цепи представлены в таблице Д.6.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица Д.6 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-350м	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-670	2,5	2,5	2,5
Итого		3	3	3

Определение сопротивлений приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Принимается сопротивление контактов $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Определение допустимого сопротивления проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 4 - 0,12 - 0,1 = 3,78 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены в полную звезду.

В качестве соединительных проводов принимаем кабель с медными жилами. Для сети 110 кВ ориентировочная длина соединительных проводов составляет $l_{\text{расч}} = l = 100 \text{ м}$ [10].

Удельная проводимость меди по [2]: $\sigma = 55,5 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

$$F = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}} \cdot \sigma} = \frac{100}{3,78 \cdot 55,5} = 0,47 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение, допускаемое по ПУЭ по условию механической прочности составляет $F_{\text{мех}} = 1,5 \text{ мм}^2$, тогда принимается гибкий контрольный кабель типа КРСГ с жилами сечением $1,5 \text{ мм}^2$.

Нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока с учетом контрольного кабеля составляет:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_{\text{расч}}}{F \cdot \sigma} = \frac{100}{1,5 \cdot 55,5} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,12 + 0,1 + 1,2 = 1,42 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 1,42 \text{ Ом} \leq r_{2\text{ном}} = 4 \text{ Ом}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Условие по вторичной нагрузке выполняется.

Проверка по ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{n0,к1} = 1,41 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,8 = 6,7 \text{ кА}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_k = I_{n0,к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t) = 2,8^2 \cdot (0,09 + 0,03 + 1,5) = 13,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный трансформатор тока ТРГ-110 с коэффициентом трансформации 500/5 удовлетворяет всем условиям проверки, указанным в таблице Д.5.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица Е.4 – Группа 4 – Подъемно – транспортный механизм

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{номі}$, кВт	$P_{номі} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos\varphi_i}{tg\varphi_i}$
4	Кран – балка ПВ=25 %	1	20	20	0,05	0,5/
	Итого	1		20		1,73

Таблица Е.5 – Группа 5 – Печи и ванны

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{номі}$, кВт	$P_{номі} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos\varphi_i}{tg\varphi_i}$
5	Электрическая печь	3	30	90	0,7	0,95/ 0,33
	Электрическая печь	3	50	150		
	Электрическая печь	3	70	210		
	Гальванические ванны	3	30	90		
	Гальванические ванны	5	20	100		
	Итого	17		640		

Таблица Е.6 – Группа 6 – Подъемно – транспортный механизм

Номер группы	Наименование приёмников эл.энергии	Количество, п	$P_{номі}$, кВт	$P_{номі} \cdot n_i$, кВт	k_{ui}	$\frac{\cos\varphi_i}{tg\varphi_i}$
6	Кран – балка ПВ=40 %	1	50	50	0,1	0,5/
	Итого	1		50		1,73

Определение расчетной нагрузки механосборочного цеха от силовых электроприёмников.

После разделения электроприёмников по категориям производится определение расчётных мощностей цеховой трансформаторной подстанций.

Методика определения расчетных нагрузок изложена в [3].

Групповая номинальная мощность трёхфазных электроприёмников механосборочного цеха:

										Лист
										106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2017.509 ПЗ ВКР					

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{номгр_i},$$

где $P_{ном_i}$ – номинальная активная мощность по группам электроприемников, кВт.

$$P_{ном_{мехсб.цеха}} = 88 + 108 + 160 + 640 + 20 + 50 = 1128 \text{ кВт}$$

Групповая средняя мощность трёхфазных электроприёмников механосборочного цеха:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_{номгр_i} \cdot K_{иср_i},$$

где $K_{ии}$ – групповой коэффициент использования по группам электроприемников.

$$P_{см_{мехсб.цеха}} = 88 \cdot 0,12 + 108 \cdot 0,2 + 160 \cdot 0,6 + 640 \cdot 0,7 + 20 \cdot 0,05 + 50 \cdot 0,1 = 584,8 \text{ кВт}$$

Групповой коэффициент использования электроприемников механосборочного цеха:

$$K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}}$$

$$K_{u_{мехсб.цеха}} = \frac{584,8}{1128} = 0,52$$

При значительном числе электроприемников эффективное число электроприемников трехфазных нагрузок можно определить, исходя из условия:

$$m = \frac{P_{номmax}}{P_{номmin}} > 3 \text{ и } K_u \geq 0,2, \text{ тогда } n_{эф} = \frac{2 \cdot P_{ном}}{P_{номmax}},$$

где $P_{номmax}, P_{номmin}$ – номинальная мощность наибольшего и наименьшего по мощности электроприемника;

m – фактическое число электроприемников в цехе.

Наибольшая номинальная мощность у электрической печи № 36:

$$P_{номmax} = 70 \text{ кВт}$$

Наименьшая номинальная мощность у фрезерного станка № 11:

$$P_{номmin} = 4 \text{ кВт}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Фактическое число электроприемников в цехе:

$$m = \frac{70}{4} = 17 > 3$$

Коэффициент использования электроприемников механосборочного цеха:

$$K_{u_{\text{мехсб. цеха}}} = 0,52 > 0,2.$$

Эффективное число электроприемников трехфазных нагрузок:

$$n_{\text{эф. мехсб. цеха}} = \frac{2 \cdot 1128}{70} = 32,22$$

Принимается равным ближайшему меньшему целому числу $n_{\text{эф. мехсб. цеха}} = 32$.

Групповой коэффициент расчетной мощности: $K_p = f(K_u, n_{\text{эф}})$ по [4, табл.Б.1]

принимается $K_{p_{\text{мехсб. цеха}}} = 0,84$.

Средневзвешенное значение группового коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi$:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sum_{i=1}^m k_{ui} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg } \varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{ui} \cdot P_{\text{ном}i}}$$

$$\begin{aligned} \text{tg } \varphi_{\text{мехсб. цеха}} &= \frac{88 \cdot 0,12 \cdot 2,29 + 108 \cdot 0,2 \cdot 1,17 + 160 \cdot 0,6 \cdot 0,75 + 640 \cdot 0,7 \cdot 0,33 +}{88 \cdot 0,12 + 108 \cdot 0,2 + 160 \cdot 0,6 + 640 \cdot 0,7 + 20 \cdot 0,05 + 50 \cdot 0,1} \\ &= \frac{+20 \cdot 0,05 \cdot 1,73 + 50 \cdot 0,1 \cdot 1,73}{=} = 0,5 \end{aligned}$$

Расчетная мощность трёхфазных электроприёмников механосборочного цеха:

$$P_p = K_p \cdot P_{\text{см}}$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg } \varphi$$

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

$$P_{p_{\text{мехсб. цеха}}} = 0,84 \cdot 584,8 = 491,23 \text{ кВт}$$

$$Q_{p_{\text{мехсб. цеха}}} = 0,5 \cdot 491,23 = 245,62 \text{ кВАр}$$

$$S_{p_{\text{мехсб. цеха}}} = \sqrt{491,23^2 + 245,62^2} = 549,21 \text{ кВА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Помимо расчётной мощности силовых электроприёмников необходимо определить расчётную мощность осветительной нагрузки.

Определение осветительной нагрузки механосборочного цеха.

В современном мире вопросы энергосбережения и экономии электроэнергии стоят как никогда остро. Особенно это касается нашей страны, где зачастую на передний план на предприятиях выходит неумолимый рост цен на электроэнергию, а следовательно, и вопрос оптимизации затрат на нее. Современные разработки в электротехнической сфере позволяют комплексно модернизировать инженерные системы предприятия, что, в свою очередь, ведет существенному снижению расходов на электричество.

Предлагается управлять энергоэффективностью в цеху с помощью комплексной установки и эксплуатации энергосберегающего оборудования, а именно для внутреннего освещения помещений цеха использовать экономичные источники света – компактные люминесцентные лампы. Компактные люминесцентные лампы – представляют собой гибрид ламп накаливания и люминесцентных. Их можно использовать в светильниках для ламп общего назначения и люминесцентных ламп.

В сравнении с другими источниками света, энергосберегающие лампы обладают значительными преимуществами, такими как:

- по сравнению с лампами накаливания, компактные люминесцентные лампы имеют больший срок службы;
- благодаря применению электронного трансформатора компактные люминесцентные лампы имеют улучшенные характеристики по сравнению с традиционными люминесцентными лампами – более быстрое включение, отсутствие мерцания и жужжания;
- минимальные энергозатраты (в 5 раз меньше, чем ламп накаливания);
- по габаритам и сроку службы не проигрывают светодиодным лампам;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– цена является вполне разумной и оправданной, а вот светодиодные лампы обходятся примерно в 10–20 раз дороже компактных люминесцентных ламп, обладающих такой же световой отдачей;

– на практике светодиодные светильники собраны так, что выгорание одного светодиода, приводит к выходу из строя всего светильника [5].

Расчетная активная мощность от освещения:

$$P_{p.oc} = k_c \cdot p_{p.уд.} \cdot S,$$

где $p_{p.уд.}$ – удельная плотность осветительной нагрузки;

S – площадь помещения, м²;

k_c – коэффициент спроса осветительных установок.

Цех представляет собой одноэтажное здание. Для производственных зданий коэффициент спроса осветительных установок равен $k_c = 0,95$ [6]. Удельная плотность осветительной нагрузки $p_{p.уд.}$ приведена в [6].

Результаты расчета активной мощности по всему цеху приведены в таблице Е.7.

Таблица Е.7 – Расчет мощности от освещения по цеху

Помещение	Этажность	S , м ²	$p_{p.уд.}$, Вт/м ²	k_c	$P_{p.oc}$, кВт
Помещение со станками № 1	1	292	25	0,95	6,94
Помещение с эл. молотами № 2	1	217	25	0,95	5,15
Вентиляционное помещение № 3	1	199	16	0,95	3,02
Помещение кран-балок № 4	1	151	25	0,95	3,59
Помещение с эл. печами № 5	1	316	25	0,95	7,51
Свободное помещение № 6	1	118	25	0,95	2,8
Помещение с гал. ванными № 7	1	344	25	0,95	8,17
Итого					37,18

Расчетная реактивная мощность от освещения:

$$Q_{p.ос} = P_{p.ос} \cdot tg\varphi_{ос},$$

где $tg\varphi_{ос}$ – коэффициент реактивной мощности осветительных установок.

Для энергосберегающих ламп, компактные люминесцентные лампы [5]:

$$\cos\varphi_{ос} = 0,96, \quad tg\varphi_{ос} = 0,29.$$

В помещении № 1 со станками:

$$Q_{p.ос} = 37,18 \cdot 0,29 = 10,78 \text{ кВАр}$$

Результаты расчета реактивной мощности по цеху приведены в таблице Е.8.

Таблица Е.8 – Расчет реактивной мощности от освещения по цеху

Помещение	$P_{p.ос}$, кВт	$tg\varphi_{ос}$	$Q_{p.ос}$, кВАр
Помещение со станками № 1	6,94	0,29	2,01
Помещение с эл. молотами № 2	5,15	0,29	1,49
Вентиляционное помещение № 3	3,02	0,29	0,88
Помещение кран-балок № 4	3,59	0,29	1,04
Помещение с эл. печами № 5	7,51	0,29	2,18
Свободное помещение № 6	2,8	0,29	0,81
Помещение с гал. ваннами № 7	8,17	0,29	2,37
Итого			10,78

Аварийное освещение.

Для аварийного освещения выделяется часть рабочих светильников, к которым подводится резервное питание.

Аварийное освещение составляет 10 % от рабочего освещения:

$$P_{p.Аос.мехсб.цеха} = 3,718 \text{ кВт}, \quad Q_{p.Аос.мехсб.цех} = 1,078 \text{ кВАр}.$$

Определение нагрузок цеха термической обработки.

Расчетная мощность по цеху, необходимая для выбора числа и мощности трансформаторов цеховой подстанции, при расчете, мощности освещения по цеху делим на три, т.к. электроприёмники освещения однофазные:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{pT} = P_p + P_{p.oc}$$

$$Q_{pT} = Q_p + Q_{p.oc}$$

$$S_{pT} = \sqrt{P_{pT}^2 + Q_{pT}^2}$$

$$P_{pT} = P_{P_{\text{мехсб.цеха}}} + P_{p.oc} = 491,23 + \frac{37,18}{3} = 503,62 \text{ кВт}$$

$$Q_{pT} = Q_{P_{\text{мехсб.цеха}}} + Q_{p.oc} = 245,62 + \frac{10,78}{3} = 249,2 \text{ кВАр}$$

$$S_{pT} = \sqrt{P_{pT}^2 + Q_{pT}^2} = \sqrt{503,62^2 + 249,2^2} = 587,33 \text{ кВА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховой подстанции, а так же питающего трансформаторы кабеля

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховой подстанции промышленных предприятий имеет существенное значение для рационального построения схемы электроснабжения этих предприятий.

Число трансформаторов определяется требованиями надежности электроснабжения. Электроснабжение электроприемников второй категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания [7]. В связи с наличием в цеху электроприемников второй категории по надёжности электроснабжения, следует применять двух трансформаторную подстанцию.

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформаторов не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока службы.

Нахождение мощности трансформаторов определяется:

$$S = \frac{S_{pT}}{\beta \cdot N},$$

где N – число трансформаторов на подстанции;

β – коэффициент загрузки;

S_{pT} – расчетная мощность цеха.

ПУЭ разрешает использовать для питания электроприемников второй категории два источника. Принимается коэффициент загрузки трансформатора $\beta = 0,7$ [7].

$$S = \frac{587,33}{0,7 \cdot 2} = 419,52 \text{ кВА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из стандартного ряда номинальных мощностей трансформаторов выбираются трансформаторы либо мощностью $S_{номТ1-Т2} = 400$ кВА [8], либо $S_{номТ1-Т2} = 630$ кВА [14].

Выбор типа трансформатора осуществляется в зависимости от условий окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, но с ограничениями по количеству и мощности.

Преимуществом масляных трансформаторов над сухими является защищенность обмоток трансформатора от внешних воздействий, что повышает надежность работы и уменьшает потребность в эксплуатационном надзоре. Кроме того, благоприятным фактором является невысокое реактивное сопротивление трансформатора с масляной изоляцией по сравнению с трансформатором с воздушной изоляцией.

В герметичных масляных трансформаторах марки ТМГ полностью отсутствует контакт масла с окружающей средой, что исключает увлажнение, окисление и шлакообразование масла. Не требуется проведение профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора.

Известно, что значительная доля повреждений распределительных трансформаторов случается из-за ослабления шинных соединений на выводных наружных контактах низкого напряжения и, независимо, сухой трансформатор или масляный, эти контакты требуют к себе периодического внимания и ухода. На масляном трансформаторе перегрев контакта вызовет разрушение изолятора или разгерметизацию уплотнения, в любом случае ремонт такого повреждения не представляет особой проблемы. На сухом трансформаторе при этом виде повреждения, из-за менее эффективного охлаждения зоны перегрева и интенсивной передачи тепла по проводнику в обмотку, происходит разрушение литой изоляции в

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зоне выводов из обмотки, что наверняка приведет к необходимости замены блока обмоток на поврежденной фазе.

В сухих трансформаторах существует различие коэффициентов теплового объемного расширения материалов проводника и литой изоляции, в связи с чем, блоки обмоток сухих трансформаторов в процессе эксплуатации подвержены микроразрушениям, что приводит к появлению частичных разрядов. Микротрещина создает пограничное соприкосновение двух различных диэлектрических сред, вследствие чего в этой зоне возникает повышенная напряженность электрического поля, что неизбежно вызывает непрерывный, как бы тлеющий, пробой внутри микротрещины. В этой точке постепенно происходит обугливание изоляции, перерастающее впоследствии в межвитковое или межслоевое короткое замыкание и приводящее к выгоранию обмотки. Процесс может развиваться неделями, даже месяцами, но практически остается незаметным, вплоть до момента аварии. Частичные разряды могут быть выявлены только специальными приборами. Собственно говоря, и сама проблема контроля отсутствия частичных разрядов в распределительных трансформаторах возникла в связи с появлением именно сухих трансформаторов. В масляных трансформаторах частичные разряды теоретически могут возникнуть при наличии микропузырьков воздуха где-либо в бумажно-масляной изоляции, но, благодаря технологии вакуумирования при подготовке и заливке масла, масляные трансформаторы этому виду повреждения не подвержены. Дефекты изоляции в сухих трансформаторах могут возникнуть и при нарушении допустимых климатических условий их применения. Имеются в виду не только условия эксплуатации трансформаторов, но и условия их хранения до ввода в эксплуатацию. Как правило, нижний предел температуры применения сухих трансформаторов ограничивается значением -25°C .

На основании выше изложенного, для питания электроприемников цеха выбираются трансформаторы типа ТМГ 400/6 или ТМГ 630/6.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Выбор компенсирующих устройств.

Реактивная мощность, которая может быть передана со стороны 6 кВ в сеть низкого напряжения:

$$Q_T = \sqrt{(\beta \cdot N \cdot S_{ном})^2 - P_{pT}^2}$$

При $S_{номТ1-Т2} = 400$ кВА: $Q_{T_{мехоб.цеха}} = \sqrt{(0,7 \cdot 2 \cdot 400)^2 - 528,41^2} = 185,43$ кВАр.

При $S_{номТ1-Т2} = 630$ кВА: $Q_{T_{мехоб.цеха}} = \sqrt{(0,7 \cdot 2 \cdot 630)^2 - 528,41^2} = 706,19$ кВАр.

Для компенсации реактивной мощности в электрических сетях используют конденсаторные установки.

Использование конденсаторных установок позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередач, трансформаторы, распределительные пункты (уменьшают сечение выбираемых кабелей);
- снизить расходы на оплату электроэнергии (уменьшают потери электроэнергии);
- снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить не симметрию фаз [10].

Мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В:

$$Q_{KH} = Q_p - Q_T$$

При $S_{номТ1-Т2} = 630$ кВА: $Q_{KH} = 256,4 - 706,19 = -449,79$ кВАр.

Так как $Q_{KH} < 0$, то конденсаторные батареи не устанавливаются.

При $S_{номТ1-Т2} = 400$ кВА: $Q_{KH} = 256,4 - 185,43 = 70,97$ кВАр.

Так как $Q_{KH} > 0$, то конденсаторные батареи устанавливаются.

На две: $Q_{KH1+2} = \frac{Q_{KH}}{2} = \frac{70,97}{2} = 35,48$ кВАр.

Расчетное значение принимается равным ближайшим стандартным значениям мощности конденсаторных установок с учетом числа установленных конденсаторных батарей.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устанавливается две автоматические конденсаторные установки типа АУКРМ-0,4-40-10 УЗ [11] по 40 кВАр.

Помимо нормального режима, необходимо рассмотреть послеаварийный режим работы трансформатора, то есть мощность трансформаторов целесообразно определить с учетом их перегрузочной способности.

Рассматриваются аварийные режимы для трансформаторов мощностью $S_{номТ1-Т2} = 400$ кВА.

В качестве первого послеаварийного режима рассматривается аварийное отключение одного трансформатора:

$$S_{авар.1} = S_p^K = \sqrt{P_{pT}^2 + (Q_{pT} - 2 \cdot Q_{KH})^2}$$

$$S_{авар.1} = S_p^K = \sqrt{528,41^2 + (256,4 - 2 \cdot 40)^2} = 557,08 \text{ кВА}$$

Аварийная нагрузка трансформатора при отключении одного из них определяется:

$$\beta_{авар} = \frac{S_p}{S_{ном}}$$

где $S_{ном}$ – номинальная полная мощность трансформатора.

$$\beta_{авар1} = \frac{557,08}{400} = 1,39$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме, при отключении одного из трансформаторов или вывода его в ремонт, по техническим условиям проходит, но отсутствует запас на случай дальнейшего развития сети без привлечения дополнительных инвестиций, капитальных затрат и серьезной модернизации оборудования. Следовательно, для дальнейшего проектирования, выбираем трансформатор $S_{ном} = 630$ кВА.

Проверка трансформаторов мощностью 630 кВА на перегрузочную способность.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассматривается аварийный режим для трансформаторов мощностью $S_{номТ1-Т2} = 630$ кВА.

В качестве послеаварийного режима рассматривается отключение одного трансформатора:

$$S_{авар.1} = S_p^K = \sqrt{528,41^2 + 256,4^2} = 587,33 \text{ кВА}$$

Аварийная загрузка трансформатора составляет: $\beta_{авар} = \frac{587,33}{630} = 0,93$.

Перегрузка трансформатора допустима [7].

Делается вывод, что варианты допустимы по техническим условиям.

Выбор и проверка питающего кабеля для трансформатора мощностью 630 кВА.

Рассматривается выбор питающего кабеля для трансформаторов мощностью $S_{номТ1-Т2} = 630$ кВА.

Определение питающих кабелей ведется аналогично по вышеприведенным формулам.

Выбирается питающий кабель:

$$S_p = S_{pT} = 587,33 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{587,33}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 26,91 \text{ А}$$

Значение экономической плотности тока для кабелей с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами по [7, табл.1.3.36] принимается равной $j_s = 1,2$ А/мм² при условии, что время наибольших нагрузок соответствует $T_{нб} = 6000$ ч, $T_z = 8760$ ч.

Экономическое сечение кабеля:

$$F_s = \frac{26,91}{1,2} = 22,43 \text{ мм}^2$$

Принимается для питания цеха по [13] кабельная линия типа АСБ 3х25 с учетом механической прочности.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетное значение тока в послеаварийном режиме: $I_p^k = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 80,83 \text{ А}$,

что меньше $I_{don} = 105 \text{ А}$ указанного в [7, табл.1.3.16].

По условиям нагрева и механической прочности кабель проходит.

Общие выводы по выбору числа, типам и мощности силовых трансформаторов, а так же выбору питающего трансформатора кабеля.

На основании выше изложенного выбираем:

– 2 ТМГ630/6, 2 АСБ-6 3х25.

Эти трансформаторы имеют ряд преимуществ:

– трансформаторы не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
– отсутствие контакта с воздухом обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течении не менее 25 лет;

– трансформаторы более компактные, занимают меньше места по сравнению с традиционными трансформаторами с расширителем ТМ и воздушной подушкой ТМЗ;

– трансформаторы являются малошумными – уровень шума не превышает 55 дБА, что значительно ниже норм ГОСТа;

– современные конструкторские и технологические решения обеспечивают снижение потерь холостого хода на 15–20 %. А именно схема шихтовки магнитопровода обеспечивает снижения потерь холостого хода. Гофробаки для трансформаторов ТМГ обеспечивают компенсацию теплового расширения масла без использования расширителя. Прогрессивная конструкция и высококачественные современные материалы, используемые при изготовлении обмоток, обеспечивают повышенную устойчивость трансформаторов при коротком замыкании [8].

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Определение центров электрических нагрузок

Центр электрических нагрузок, питающихся от трансформаторной подстанции, является условным центром потребления электрической нагрузки цеха.

В цехе с сосредоточенными нагрузками необходимо учитывать действительное распределение их, поэтому нахождение координат центра электрических нагрузок сводится к определению центра тяжести масс данной системы. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цеха координаты центра электрических нагрузок (x_0, y_0) можно определить по следующим выражениям [18]:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_{ном i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^m P_{ном i}}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_{ном i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^m P_{ном i}},$$

где $i = 1, 2 \dots n$ – количество электроприемников в цехе;

x_i, y_i – координаты i -того электроприемника.

Координаты электроприемников расположенных в помещениях цеха и их номинальные мощности приведены в таблицах И.1–И.6.

Таблица И.1 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 1

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном i}$, кВт	$P_{ном i} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном i} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
1	2	3	4	5	6	7
1	Токарный станок	1,7	33,6	5	25,5	504
2	Токарный станок	3,4	33,6	5	51	504
3	Токарный станок	5	33,6	5	75	504
4	Токарный станок	7	33,6	5	105	504
5	Токарный станок	8,4	33,6	5	126	504
6	Токарный станок	10	33,6	5	60	201,6
7	Токарный станок	11,8	33,6	5	70,8	201,6
8	Токарный станок	13,5	33,6	5	81	201,6

Окончание таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
9	Токарный станок	15,2	33,6	5	91,2	201,6
10	Токарный станок	16,8	33,6	5	100,8	201,6
11	Фрезерный станок	1,7	26,3	4	8,5	131,5
12	Фрезерный станок	3,4	26,3	4	17	131,5
13	Фрезерный станок	5,1	26,3	4	25,5	131,5
14	Фрезерный станок	9,3	26,3	4	46,5	131,5
15	Фрезерный станок	11	26,3	4	55	131,5
16	Фрезерный станок	12,6	26,3	4	63	131,5
17	Фрезерный станок	14,3	26,3	4	71,5	131,5
18	Станок шлиф.обдир.	16	26,3	5	80	131,5
19	Станок шлиф.обдир.	17,6	26,3	5	88	131,5
				88	1241,3	4711,5

Координаты центра электрических нагрузок помещения 1:

$$x_{0.№1} = \frac{1241,3}{88} = 14,1 \text{ м}$$

$$y_{0.№1} = \frac{4711,5}{88} = 53,5 \text{ м}$$

Таблица И.2 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 2

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном}$, кВт	$P_{ном} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
20	Электрический молот	25,8	33,6	20	567,6	739,2
21	Электрический молот	30,0	33,6	20	660	739,2
22	Электрический молот	33,6	33,6	20	739,2	739,2
23	Электрический молот	38,0	33,6	20	836	739,2
24	Электрический пресс	26,0	26,3	14	416	420,8
25	Электрический пресс	36,0	26,3	14	576	420,8
				108	3794,8	3798,4

Координаты центра электрических нагрузок помещения 2:

$$x_{0.№2} = \frac{3794,8}{108} = 31,62 \text{ м}$$

$$y_{0.№2} = \frac{3798,4}{108} = 31,65 \text{ м}$$

Таблица И.3 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 3

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном}$, кВт	$P_{ном} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
26	Вентилятор	45	33,6	30	630	470,4
27	Вентилятор	52	33,6	30	728	470,4
28	Вентилятор	44	27	50	2640	1620
29	Вентилятор	52	27	50	3120	1620
				160	7118	4180,8

Координаты центра электрических нагрузок помещения 3:

$$x_{0.№3} = \frac{7118}{160} = 48,09 \text{ м}$$

$$y_{0.№3} = \frac{4180,8}{160} = 28,25 \text{ м}$$

Таблица И.4 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 5

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном}$, кВт	$P_{ном} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
30	Электрическая печь	3,2	11,4	30	96	342
31	Электрическая печь	3,2	7,6	30	96	228
32	Электрическая печь	3,2	3,8	30	96	114
33	Электрическая печь	11,0	5	50	550	250
34	Электрическая печь	11,0	3,4	50	550	170
35	Электрическая печь	11,0	4,7	50	550	235
36	Электрическая печь	19,0	13,2	70	1330	924
37	Электрическая печь	19,0	8,9	70	1330	623
38	Электрическая печь	19,0	4,5	70	1330	315
				450	5928	3201

Координаты центра электрических нагрузок помещения 5:

$$x_{0.№5} = \frac{5928}{450} = 13,17 \text{ м}$$

$$y_{0.№5} = \frac{3201}{450} = 7,11 \text{ м}$$

Таблица И.5 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 7

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном}$, кВт	$P_{ном} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
1	2	3	4	5	6	7
39	Гальванические ванны	36	6,4	30	1080	192
40	Гальванические ванны	36	4,5	30	1080	135
41	Гальванические ванны	36	2	30	1080	60
42	Гальванические ванны	45	4,2	20	900	84
43	Гальванические ванны	45	3,1	20	900	62
44	Гальванические ванны	51	6,3	20	1020	126
45	Гальванические ванны	51	4,2	20	1020	84
46	Гальванические ванны	51	3,1	20	1020	62
				190	8100	805

Координаты центра электрических нагрузок помещения 7:

$$x_{0, №7} = \frac{8100}{190} = 42,63 \text{ м}$$

$$y_{0, №7} = \frac{805}{190} = 4,23 \text{ м}$$

Таблица И.6 – Координаты электроприемников расположенных в помещении № 4

№ на плане	Наименование ЭП	Координаты ЭП, м		$P_{ном}$, кВт	$P_{ном} \cdot x_i$, кВт·м	$P_{ном} \cdot y_i$, кВт·м
		x_i	y_i			
47	Кран-балка	54	19	50	2700	950
48	Кран-балка	1,7	19	20	34	380
				70	2734	1330

Координаты центра электрических нагрузок помещения 4:

$$x_{0, №4} = \frac{2734}{70} = 45,57 \text{ м}$$

$$y_{0, №4} = \frac{1330}{70} = 19 \text{ м}$$

Центр электрических нагрузок цехатермической обработки:

$$x_0 = \frac{1241,3 + 3794,8 + 5928 + 7118 + 8100 + 2734}{88 + 108 + 160 + 450 + 190 + 70} = 25,63 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{4711,5 + 3798,4 + 4180,8 + 3201 + 805 + 1330}{88 + 108 + 160 + 450 + 190 + 70} = 15,98 \text{ м}$$

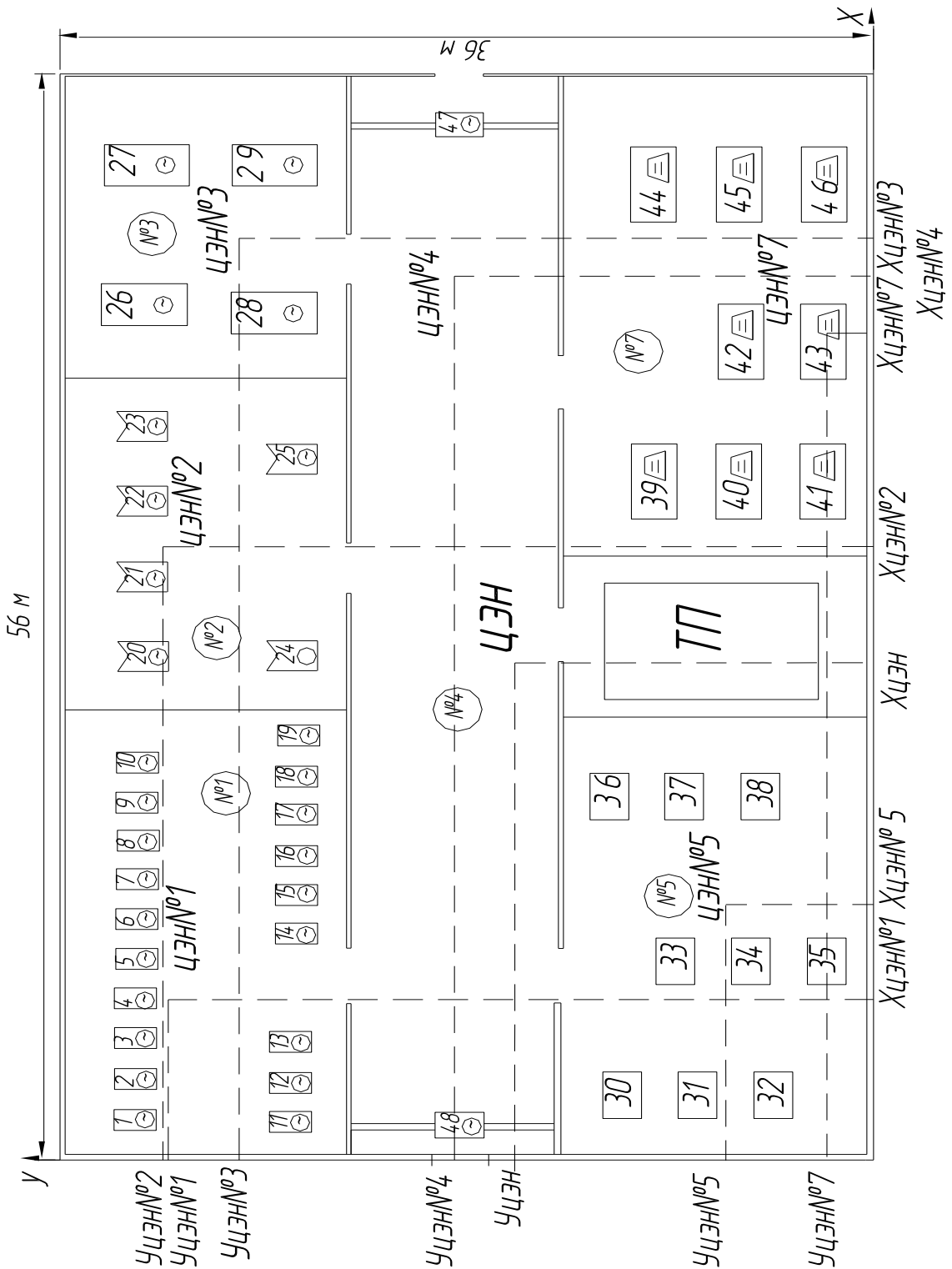


Рисунок И.1 – Центры электрических нагрузок цеха термической обработки

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Электрический расчет в максимальных и послеаварийных режимах

Под термином качество электрической энергии понимается соответствие основных параметров энергосистемы установленным нормам производства, передачи и распределения электрической энергии.

Количественная характеристика качества электроэнергии выражается отклонениями напряжения и частоты, размахом колебаний напряжений и частоты, коэффициентом несинусоидальности формы кривой напряжения, коэффициентом несимметрии напряжения основной частоты.

Отклонение напряжения определяется по следующему выражению:

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \%$$

В соответствии с ГОСТ 13109-99 [22] нормируется нормально допустимое и предельно допустимое отклонение напряжения. В течение 95 % времени суток отклонение напряжения не должно превышать нормально допустимое и в течение всех суток – предельно допустимое.

В сетях напряжением до 1000 В:

$\delta U = \pm 5 \%$ – нормально допустимое отклонение напряжения;

$\delta U = \pm 10 \%$ – предельно допустимое отклонение напряжения.

Учет надежности при рассмотрении режима напряжения состоит в том, что как в нормальном и послеаварийном режимах напряжение на зажимах электроприемников не должны быть ниже нормально допустимых значений.

Расчет отклонений напряжений производится для режимов максимальных нагрузок в характерных точках схемы, то есть точках в которых оно будет достигать своих предельных значений.

Потери напряжения на участке сети определяются:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{ном}},$$

где R , X – активное и реактивное сопротивления участка сети;

P , Q – расчетные активная и реактивная мощности в начале участка сети, на котором определяется потеря напряжения.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжение в конце рассматриваемого участка схемы определится как разность между напряжением в начале участка и потерей напряжения на данном участке:

$$U_{\kappa} = U_{\text{н}} - \Delta U$$

Схема замещения сети, подключенной к трансформатору Т1 и сети, подключенной к трансформатору Т2 для расчета отклонения напряжения в режиме максимальных нагрузок представлена соответственно рисунками К.1, К.2.

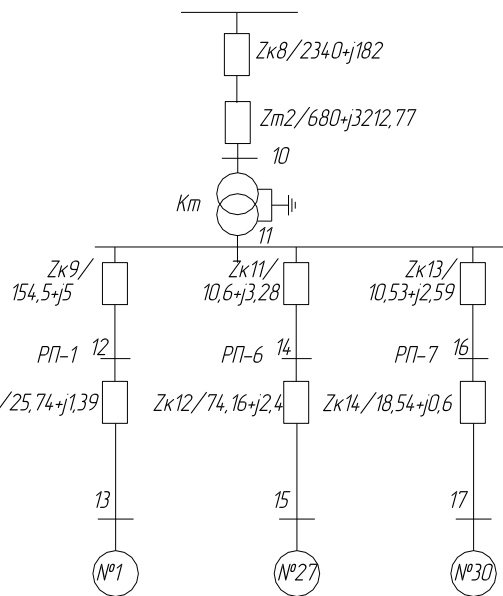
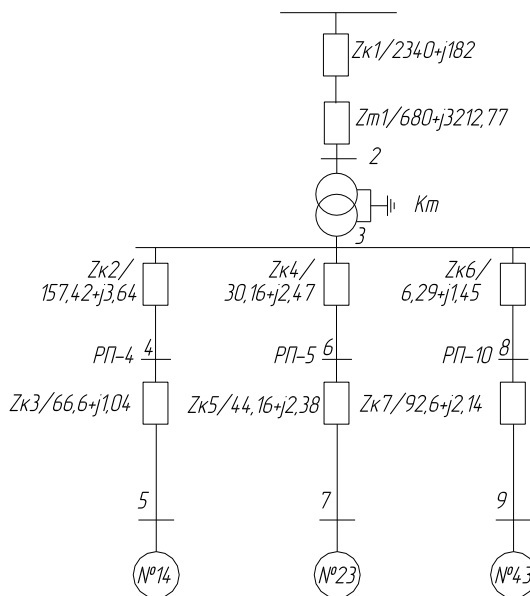


Рисунок К.1 – Схема замещения сети для первого трансформатора

Рисунок К.2 – Схема замещения сети для второго трансформатора

На расчётных схемах рисунков обозначены следующие сопротивления:

$Z_{\kappa 3}, Z_{\kappa 5}, Z_{\kappa 7}, Z_{\kappa 10}, Z_{\kappa 12}, Z_{\kappa 14}$ – сопротивление кабельной линии до соответствующего электроприемника, мОм;

Z_m – сопротивления трансформаторов, мОм;

$Z_{\kappa 2}, Z_{\kappa 4}, Z_{\kappa 6}, Z_{\kappa 9}, Z_{\kappa 11}, Z_{\kappa 13}$ – сопротивление кабельной линии от распределительного щита 0,4 кВ до распределительных пунктов, Ом.

Определение параметров схем замещения.

Определение сопротивления трансформаторов:

$$Z_m = \left(\frac{u_{\kappa} \cdot U_{\text{номВ}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \right)$$

$$R_m = \left(\frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{номВ}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \right)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2},$$

где Z_m , R_m , X_m – полное, активное, индуктивное сопротивления двух трансформаторов;

n – число трансформаторов.

Паспортные данные трансформатора ТМГ 630/6 приведены в пункте 3.

$$Z_m = \frac{5,5 \cdot 6000^2}{100 \cdot 630000} = 3,14 \text{ Ом} = 3140 \text{ мОм}$$

$$R_m = \frac{7600 \cdot 6000^2}{630000^2} = 0,68 \text{ Ом} = 680 \text{ мОм}$$

$$X_m = \sqrt{3140^2 - 680^2} = 3212,77 \text{ мОм}$$

Сопротивления кабельных линий, питающих РП определяются:

$$R_{\kappa i} = R_{0i} \cdot L_i$$

$$X_{\kappa i} = X_{0i} \cdot L_i$$

Для электроснабжения двухтрансформаторной подстанции цеха прокладываются две кабельные линии.

Кабель АСБ-6 3х25 по [16, табл.4.3.23]: $R_0 = 1,17 \text{ Ом/км} = 1,17 \text{ мОм/м}$,

$X_0 = 0,091 \text{ Ом/км} = 0,091 \text{ мОм/м}$, $L = 2 \text{ км} = 2000 \text{ м}$.

$$R_{\kappa 1} = 1,17 \cdot 2000 = 2340 \text{ Ом}$$

$$X_{\kappa 1} = 0,091 \cdot 2000 = 182 \text{ Ом}$$

Удельные сопротивления для остальных кабельных линий взяты из [23, табл.2.53]. Параметры сопротивлений кабелей приведены в таблице К.1.

Таблица К.1 – Сопротивления кабелей

Обозначение на схеме	Наименование элемента	R_{0i} , мОм/м	X_0 , мОм/м	L_i , м	$R_{\kappa i}$, мОм	$X_{\kappa i}$, мОм
1	2	3	4	5	6	7
$Z_{\kappa 1} = Z_{\kappa 8}$	АСБ-6 3х25	1,17	0,091	2000	2340	182

					130302.2017.509 ПЗ ВКР		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			127

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7
РП-4: $Z_{к2}$	ВВГнг-LS 5x4	4,63	0,107	34	157,42	3,64
РП-5: $Z_{к4}$	ВВГнг-LS 5x16	1,16	0,095	26	30,16	2,47
РП-10: $Z_{к6}$	ВВГнг-LS 5x50	0,37	0,085	17	6,29	1,45
РП-1: $Z_{к9}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	50	154,50	5,00
РП-6: $Z_{к11}$	ВВГнг-LS 5x70	0,265	0,082	40	10,60	3,28
РП-7: $Z_{к13}$	ВВГнг-LS 5x95	0,329	0,081	32	10,53	2,59
№14: $Z_{к3}$	ВВГнг-LS 5x2,5	7,4	0,116	9	66,60	1,04
№23: $Z_{к5}$	ВВГнг-LS 5x10	1,84	0,099	24	44,16	2,38
№43: $Z_{к7}$	ВВГнг-LS 5x4	4,63	0,107	20	92,60	2,14
№1: $Z_{к10}$	ВВГнг-LS 5x10	1,84	0,099	14	25,76	1,39
№27: $Z_{к12}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	24	74,16	2,40
№30: $Z_{к14}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	6	18,54	0,60

Определение отклонений напряжения в режиме максимальных нагрузок.

Напряжение на шинах ГПП в режиме максимальных нагрузок принимается:

$$U_{ном} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ.}$$

Определение отклонений напряжения в режиме максимальных нагрузок для трансформатора Т1.

Расчетная схема отклонений напряжения в режиме максимальных нагрузок для первого трансформатора механосборочного цеха представлена на рисунке К.3.

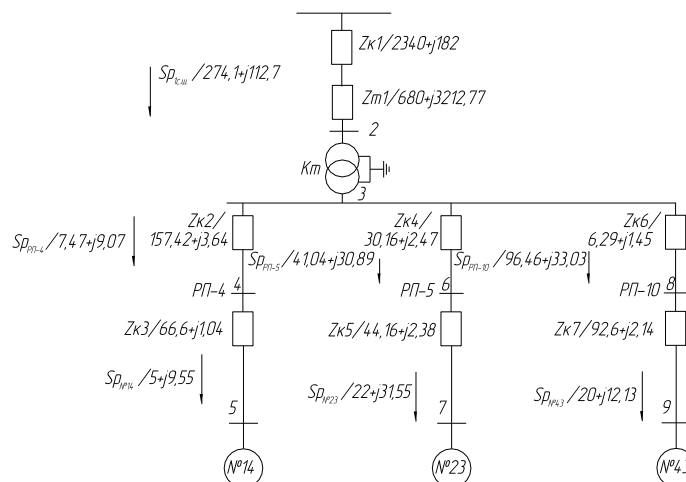


Рисунок К.3 – Расчетная схема замещения для первого трансформатора цеха термической обработки комплектующих частей

Потери напряжения на участке 1–2:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{p1c.u.} \cdot (R_{\kappa 1} + R_{m1}) + Q_{p1c.u.} \cdot (X_{\kappa 1} + X_{m1})}{U_{ном}} =$$

$$= \frac{274,1 \cdot (2340 + 680) + 112,7 \cdot (182 + 3212,77)}{6000} = 201,73 \text{ В}$$

Напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора в точке 2:

$$U_{ВНmp} = U_1 - \Delta U_2 = 6300 - 201,73 = 6098,27 \text{ В}$$

Коэффициент трансформации трансформатора:

$$k_{mp} = \frac{U_{ВНном}}{U_{ННном}} = \frac{6}{0,4} = 15$$

Напряжение в точке 3:

$$U_3 = \frac{6098,27}{15} = 406,55 \text{ В}$$

Расчет потери напряжения на участке 3–4:

$$\Delta U_3 = \frac{P_{pPI4} \cdot R_{\kappa 2} + Q_{pPI4} \cdot X_{\kappa 2}}{U_{ном}} = \frac{7,47 \cdot 157,42 + 9,07 \cdot 3,64}{400} = 3,02 \text{ В}$$

Расчет напряжения в точке 4:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_3 = 406,55 - 3,02 = 403,53 \text{ В}$$

Расчет потери напряжения на участке 4–5:

Фрезерный станок № 14:

$$P_{ном\ №14} = 5 \text{ кВт}$$

$$S_{ном.\ di} = \frac{P_{ном i} \cdot 10^3}{\eta_i \cdot \cos \varphi_i} = \frac{5 \cdot 10^3}{0,8 \cdot 0,58} = 10,78 \text{ кВА}$$

$$Q_{ном\ №14} = \sqrt{S_{ном\ №14}^2 - P_{ном\ №14}^2} = \sqrt{10,78^2 - 5^2} = 9,55 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_4 = \frac{P_{p\ №14} \cdot R_{\kappa 3} + Q_{p\ №14} \cdot X_{\kappa 3}}{U_{ном}} = \frac{5 \cdot 66,6 + 9,55 \cdot 1,04}{0,4} = 0,86 \text{ В}$$

Расчет напряжения в точке 5:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_4 = 403,53 - 0,86 = 402,67 \text{ В}$$

Отклонение напряжения на зажимах № 14:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta U_5 = \frac{402,67 - 400}{400} \cdot 100 = 0,67 \%$$

Результаты расчета отклонений напряжения в режиме максимальных нагрузок для электроприёмников, питающихся от первого трансформатора сведены в таблицу К.2.

Таблица К.2 – Отклонения напряжения в сети, получающие питание от первого трансформатора

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1–2	274,10	112,70	3020,00	3394,77	201,73		
3–4	7,47	9,07	157,42	3,64	3,02	403,53	
4–5	5,00	9,55	66,60	1,04	0,86	402,67	0,67
3–6	41,04	30,89	30,16	2,47	3,29	403,27	
6–7	22,00	31,55	44,16	2,38	2,62	400,65	0,16
3–8	96,46	33,03	6,29	1,45	1,64	404,92	
3–9	20,00	12,13	92,60	2,14	4,69	400,22	0,06

Как видно из таблицы К.2 отклонения напряжений на зажимах электроприемников не превышают нормально допустимое.

Определение отклонений напряжения в режиме максимальных нагрузок для трансформатора Т2

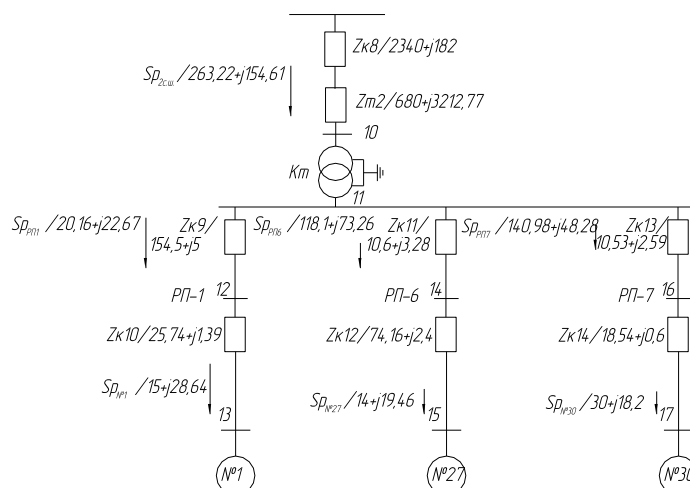


Рисунок К.4 – Схема замещения сети, питающейся от второго трансформатора для максимального режима

Расчеты по отклонению напряжения в сети, получающего питание от второго трансформатора в режиме максимальных нагрузок ведутся аналогичным способом и сведены в таблицу К.3.

Таблица К.3 – Отклонения напряжения в сети, получающие питание от второго трансформатора в режиме максимальных нагрузок

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1–10	263,22	154,61	3020,00	3394,77	219,96		
11–12	20,16	22,67	154,50	5,00	8,07	397,27	
12–13	15,00	28,64	25,76	1,39	1,07	396,20	-0,95
11–14	118,10	73,26	10,60	3,28	3,73	401,61	
14–15	14,00	19,46	74,16	2,40	2,71	398,89	-0,28
11–16	140,98	48,28	10,53	2,59	4,02	401,31	
16–17	30,00	18,20	18,54	0,60	1,42	399,89	-0,03

Как видно из таблицы К.4 отклонения напряжений на зажимах электроприемников не превышают нормально допустимое.

Определение отклонений напряжения в послеаварийном режиме.

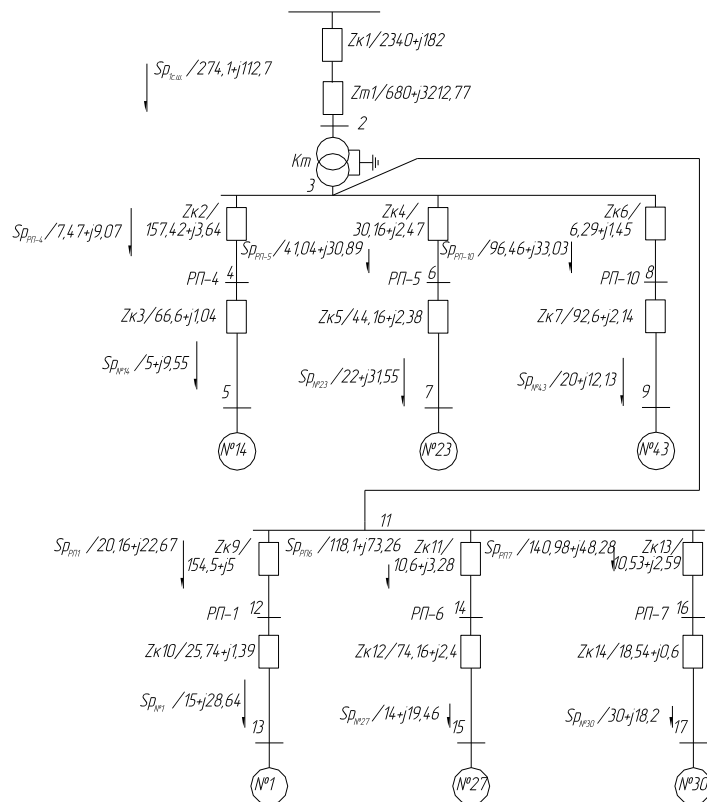


Рисунок К.5 – Схема замещения сети, питающейся от трансформатора Т1 в послеаварийном режиме

В качестве послеаварийного режима рассматривается режим, когда один из трансформаторов (Т2) отключён. Напряжение на шинах ГПП в послеаварийном режиме равно: $U_{ном} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 6 = 6,3$ кВ.

Потери напряжения на участке 1–2:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{pT} \cdot (R_{к1} + R_{m1}) + Q_{pT} \cdot (X_{к1} + X_{m1})}{U_{ном}} =$$

$$= \frac{528,41 \cdot (2340 + 680) + 256,4 \cdot (182 + 3212,77)}{6000} = 411,04 \text{ В}$$

Напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора в точке 2:

$$U_{ВНmp} = U_1 - \Delta U_2 = 6300 - 411,04 = 5888,96 \text{ В}$$

Напряжение в точке 3:

$$U_3 = \frac{5888,96}{15} = 392,6 \text{ В}$$

Расчет потери напряжения на участке 3–4:

$$\Delta U_3 = \frac{P_{pPIA} \cdot R_{к2} + Q_{pPIA} \cdot X_{к2}}{U_{ном}} = \frac{7,47 \cdot 157,42 + 9,07 \cdot 3,64}{400} = 3,02 \text{ В}$$

Расчет напряжения в точке 4:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_3 = 392,6 - 3,02 = 389,58 \text{ В}$$

Расчет потери напряжения на участке 4–5:

Фрезерный станок № 14:

$$P_{ном№14} = 5 \text{ кВт}$$

$$S_{ном.дi} = \frac{P_{номi} \cdot 10^3}{\eta_i \cdot \cos \varphi_i} = \frac{5 \cdot 10^3}{0,8 \cdot 0,58} = 10,78 \text{ кВА}$$

$$Q_{ном№14} = \sqrt{S_{ном№14}^2 - P_{ном№14}^2} = \sqrt{10,78^2 - 5^2} = 9,55 \text{ кВАр}$$

$$\Delta U_4 = \frac{P_{p№14} \cdot R_{к3} + Q_{p№14} \cdot X_{к3}}{U_{ном}} = \frac{5 \cdot 66,6 + 9,55 \cdot 1,04}{0,4} = 0,86 \text{ В}$$

Расчет напряжения в точке 5:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_4 = 389,58 - 0,86 = 388,72 \text{ В}$$

Отклонение напряжения на зажимах № 14:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta U_5 = \frac{388,72 - 400}{400} \cdot 100 = -2,82 \%$$

Дальнейший расчет ведется аналогично и результаты расчета отклонений напряжения в послеаварийном режиме сводятся в таблицу К.4.

Таблица К.4 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1–2	528,41	256,40	3020,00	3394,77	411,04		
3–4	7,47	9,07	157,42	3,64	3,02	389,58	
4–5	5,00	9,55	66,60	1,04	0,86	388,72	-2,82
3–6	41,04	30,89	30,16	2,47	3,29	389,31	
6–7	22,00	31,55	44,16	2,38	2,62	386,70	-3,33
3–8	96,46	33,03	6,29	1,45	1,64	390,96	
8–9	20,00	12,13	92,60	2,14	4,69	386,27	-3,43
11–12	20,16	22,67	154,50	5,00	8,07	384,53	
12–13	15,00	28,64	25,76	1,39	1,07	383,46	-4,13
11–14	118,10	73,26	10,60	3,28	3,73	388,87	
14–15	14,00	19,46	74,16	2,40	2,71	386,15	-3,46
11–16	140,98	48,28	10,53	2,59	4,02	388,57	
16–17	30,00	18,20	18,54	0,60	1,42	387,16	-3,21

Из приведенных выше расчетов видно, что отклонения напряжения на зажимах электроприемников в послеаварийном режиме на третьем регулировочном положении устройства переключения ответвлений ПБВ не превышает нормально допустимое значение ($\pm 5 \%$) и соответствуют требованиям ГОСТ 13109-99 [22], но предлагается улучшить показатель качества электроэнергии. Для этого необходимо уменьшить указанных в таблице К.4 отклонения напряжения на зажимах электроприемников за счет перевода переключателя БПВ на другое положение.

Номер ответвления ПБВ определяется:

$$n = \frac{U_{\phi} - U_{ж}}{U_{ном}} \cdot \frac{100}{E_{ст}},$$

где U_{ϕ} – фактическое напряжение на зажимах электроприёмника;

$U_{ж}$ – желаемое напряжение на зажимах электроприёмника;

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

$U_{ном}$ – номинальное напряжение низшей ступени трансформатора;

$E_{см}$ – степень регулирования устройством ПБВ.

Коэффициент трансформации, соответствующий n -ой ступени, определяется по выражению:

$$k_m = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \cdot \left(1 \pm n \cdot \frac{\Delta U_{см}}{100}\right),$$

где $U_{ВН}$ – номинальное напряжение высшей ступени трансформатора.

Определяется номер ответвления для трансформатора Т1 в послеаварийном режиме, исходя из желания получить $U = 390$ В на зажимах электроприёмника, имеющего наибольшее отклонение.

Наибольшее отклонение напряжения на зажимах № 1. Тогда:

$$n_{m1} = \frac{383,46 - 390}{2,5} \cdot 100 = -0,654$$

Расчетное значение номера ответвления, полученное выше, округляется до ближайшего целого числа и определяется напряжение на шинах вторичной обмотки трансформатора после изменения коэффициента трансформации.

Принимается минус первое ответвление устройства ПБВ. Коэффициент трансформации при этом положении устройства ПБВ:

$$k_m = \frac{6,0}{0,4} \cdot \left(1 - 1 \cdot \frac{2,5}{100}\right) = 14,63$$

Определяется напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора в послеаварийном режиме:

$$U_3 = \frac{U_{ВНmp}}{k_m} = \frac{5888,96}{14,63} = 402,53 \text{ В}$$

Дальнейший расчет ведется аналогично и результаты расчета отклонений напряжения в послеаварийном режиме сводятся в таблицу К.5.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица К.5 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Номер участка	P_p , кВт	Q_p , кВт	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм	ΔU , В	U , В	δU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
3–4	7,47	9,07	157,42	3,64	3,02	399,51	
4–5	5,00	9,55	66,60	1,04	0,86	398,65	-0,34
3–6	41,04	30,89	30,16	2,47	3,29	399,24	
6–7	22,00	31,55	44,16	2,38	2,62	396,63	-0,84
Отклонение напряжения в послеаварийном режиме							
3–8	96,46	33,03	6,29	1,45	1,64	400,89	
8–9	20,00	12,13	92,60	2,14	4,69	396,20	-0,95
11–12	20,16	22,67	154,50	5,00	8,07	394,46	
12–13	15,00	28,64	25,76	1,39	1,07	393,39	-1,65
11–14	118,10	73,26	10,60	3,28	3,73	398,80	
14–15	14,00	19,46	74,16	2,40	2,71	396,09	-0,98
11–16	140,98	48,28	10,53	2,59	4,02	398,51	
16–17	30,00	18,20	18,54	0,60	1,42	397,09	-0,73

Из приведенных выше расчетов видно, что отклонение напряжения на зажимах электроприемников в послеаварийном режиме соответствует требованиям ГОСТ 13109-99 [18].

На рассматриваемой трансформаторной подстанции трансформаторы, имеющие устройство переключения ответвлений ПБВ с диапазоном изменения напряжения $\pm 2 \times 2,5$ % будут работать на -2,5 % ступени регулирования, то есть на втором регулировочном ответвлении с коэффициентом трансформации отличающегося от номинального на -2,5 %.

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Расчет трехфазного тока короткого замыкания

Методика расчетов токов короткого замыкания в электроустановках переменного тока приведена в [24].

Короткие замыкания в электрических сетях до 1000 В являются одним из наиболее опасных аварийных режимов, являясь, как правило, первопричиной пожаров в электроустановках и кабельном хозяйстве.

Следует отметить, что значительная разветвленность сетей напряжением до 1 кВ, большое количество коммутационной и защитной аппаратуры создают условия для возникновения аварийных ситуаций, при которых короткие замыкания переходит из одного вида в другой, более опасный.

Короткие замыкания в сетях до 1000 В являются дуговыми, а не металлическими, что объясняется конструктивными особенностями этих сетей.

Поэтому при расчетах токов короткого замыкания для проверки оборудования на термическую и динамическую стойкости и выбора аппаратуры по отключающей способности требуется выполнение расчетов металлических короткого замыкания, так как в этом случае значения токов короткого замыкания являются максимальными.

При расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов коротко-замкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- активные сопротивления выше перечисленных элементов коротко-замкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений [24].

Токи короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка короткого замыкания, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Для практических методов расчетов токов короткого замыкания принимают ряд допущений, которые упрощают расчеты, обеспечивая при этом достаточно высокую точность получаемых результатов.

При расчетах не учитываются:

- токи намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- затухание периодической составляющей тока короткого замыкания во времени при питании от энергосистемы в виду большой электрической удаленности точки КЗ от источника питания;
- сопротивление мощной питающей энергосистемы при расчетах дуговых коротких замыканиях;
- влияние асинхронных двигателей при расчетах дуговых коротких замыканиях.

На основании вышеизложенного рассмотрим расчет трехфазного тока короткого замыкания.

Схема замещения для расчетов трехфазных токов короткого замыкания в сети, питающейся от трансформатора Т1 представлена на рисунке Л.1.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

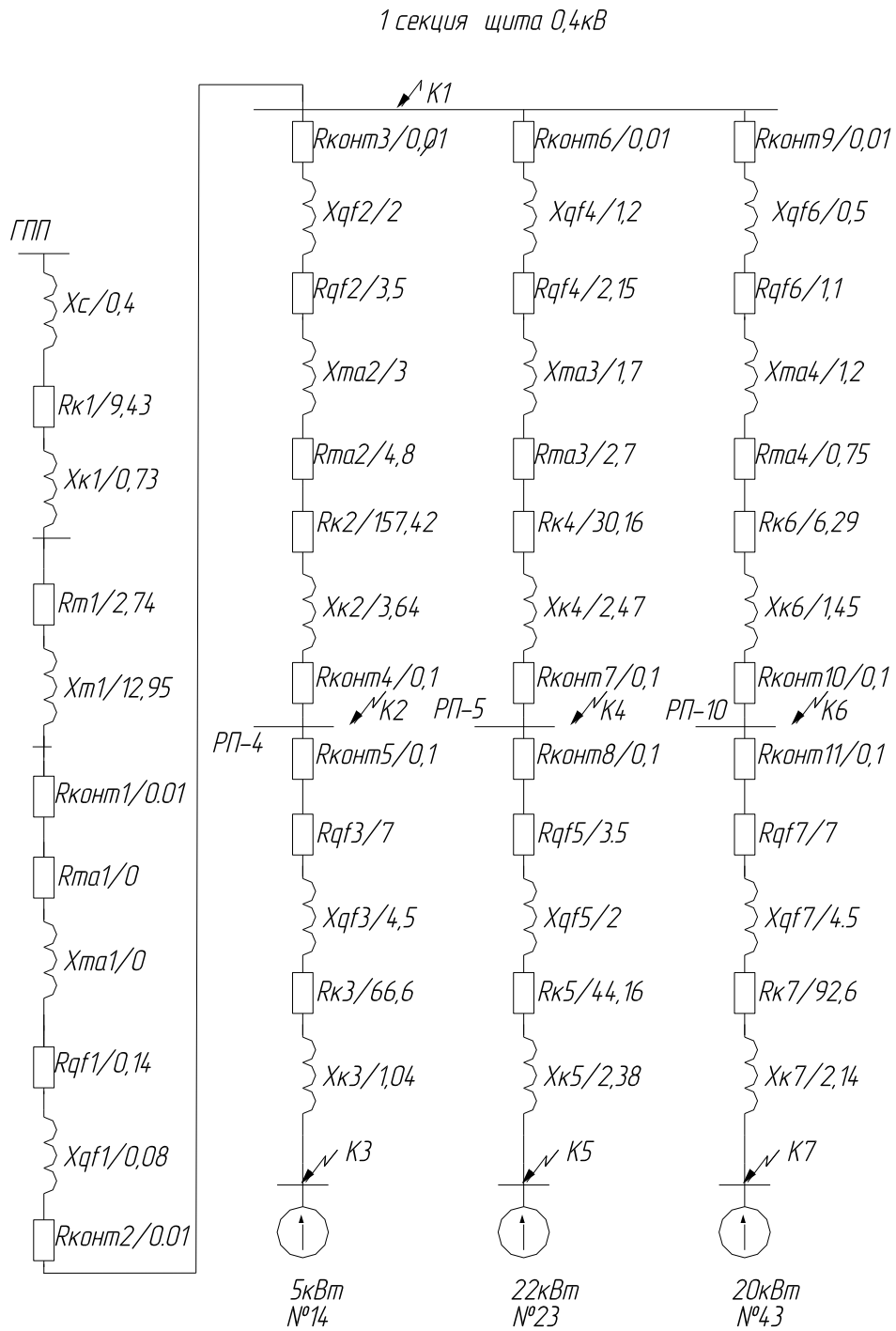


Рисунок Л.1 – Схема замещения для расчетов трехфазных токов короткого для первого трансформатора

Схема замещения для расчетов трехфазных токов короткого замыкания в сети, питающейся от трансформатора Т2, представлена на рисунке Л.2.

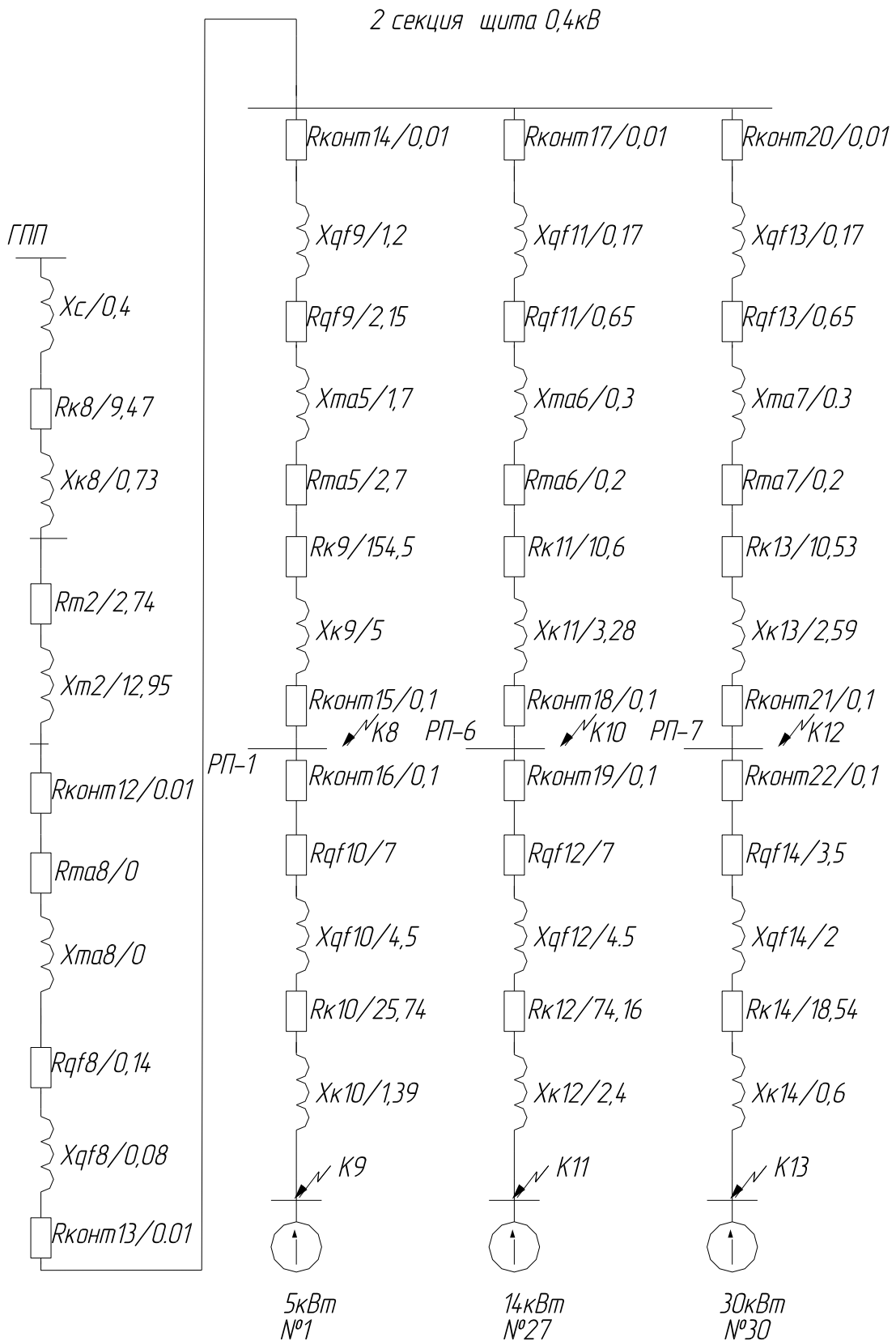


Рисунок Л.2 – Схема замещения для расчетов трехфазных токов короткого для второго трансформатора

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Определение параметров элементов схемы замещения:

а) сопротивление питающей системы:

$$X_C = \frac{U_{cp.n.}^2}{S_{кз}} \cdot 10^{-3},$$

где $S_{кз}$ – условная мощность короткого замыкания на выводах высшего напряжения обмотки трансформатора;

$U_{cp.n.}$ – среднее номинальное напряжение сети подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора.

Условно $X_C = 0,4$ мОм.

б) Сопротивления кабельных линий, питающих РП определяются по формулам:

$$R_{ki} = R_{0i} \cdot L_i$$

$$X_{ki} = X_{0i} \cdot L_i$$

Для питания РП-4, используется кабель ВВГнг 5х4 согласно [23, табл.2.53]:

$$R_{0i} = 4,63 \text{ мОм/м}, X_{0i} = 0,107 \text{ мОм/м}, L_{rp-4} = 34 \text{ м.}$$

Тогда $R_{крп-4} = 4,63 \cdot 34 = 157,42$ мОм, $X_{крп-4} = 0,107 \cdot 34 = 3,64$ мОм.

в) сопротивления кабельных линий от главной понизительной подстанции до распределительного устройства трансформаторной подстанции, приведенные к низшему напряжению:

$$R'_{к1} = R_{к1} \cdot \left(\frac{U_{cp.n.}}{U_{cp.в.}} \right)^2$$

$$X'_{к1} = X_{к1} \cdot \left(\frac{U_{cp.n.}}{U_{cp.в.}} \right)^2,$$

где $R_{к1}, X_{к1}$ – активное и индуктивное сопротивления кабеля от главной понизительной подстанции до трансформатора.

Для электроснабжения двухтрансформаторной подстанции механосборочного цеха прокладываются две кабельные линии марки АСБ - 6 3х25:

Сопротивления кабельных линий определены:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{к1} = 2340 \text{ Ом}, X_{к1} = 182 \text{ Ом}$$

Сопrotивления кабельных линий от главной понизительной подстанции до распределительного устройства 0,4 кВ трансформаторной подстанции, приведенные к низшему напряжению:

$$R'_{к1} = 2340 \cdot \left(\frac{400}{6300} \right)^2 = 9,43 \text{ мОм}$$

$$X'_{к1} = 182 \cdot \left(\frac{400}{6300} \right)^2 = 0,73 \text{ мОм}$$

Для остальных распределительных пунктов, приемников расчеты ведутся аналогично и приведены в таблице Л.1.

Таблица Л.1 – Сводная таблица сопротивлений кабелей

Обозначение на схеме	Наименование элемента	R_{0i} , мОм/м	X_0 , мОм/м	L_i , м	R_{ki} , мОм	X_{ki} , мОм
1	2	3	4	5	6	7
$Z_{к1} = Z_{к8}$	АСБ-6 3x25	1,17	0,091	2000	2340	182
РП-4: $Z_{к2}$	ВВГнг-LS 5x4	4,63	0,107	34	157,42	3,64
РП-5: $Z_{к4}$	ВВГнг-LS 5x16	1,16	0,095	26	30,16	2,47
РП-10: $Z_{к6}$	ВВГнг-LS 5x50	0,37	0,085	17	6,29	1,45
РП-1: $Z_{к9}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	50	154,50	5,00
РП-6: $Z_{к11}$	ВВГнг-LS 5x70	0,265	0,082	40	10,60	3,28
РП-7: $Z_{к13}$	ВВГнг-LS 5x95	0,329	0,081	32	10,53	2,59
№14: $Z_{к3}$	ВВГнг-LS 5x2,5	7,4	0,116	9	66,60	1,04
№23: $Z_{к5}$	ВВГнг-LS 5x10	1,84	0,099	24	44,16	2,38
№43: $Z_{к7}$	ВВГнг-LS 5x4	4,63	0,107	20	92,60	2,14
№1: $Z_{к10}$	ВВГнг-LS 5x10	1,84	0,099	14	25,76	1,39
№27: $Z_{к12}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	24	74,16	2,40
№30: $Z_{к14}$	ВВГнг-LS 5x6	3,09	0,1	6	18,54	0,60

г) сопротивления трансформаторов, приведенные к низшему напряжению:

$$R'_{m1} = R_{m1} \cdot \left(\frac{U_{ср.н.}}{U_{ср.в.}} \right)^2$$

$$X'_{m1} = X_{m1} \cdot \left(\frac{U_{ср.н.}}{U_{ср.в.}} \right)^2$$

Определение сопротивления трансформаторов.

Сопротивления трансформаторов на высшей стороне определены:

$$Z_m = 3140 \text{ мОм}, R_m = 680 \text{ мОм}, X_m = 3212,77 \text{ мОм}$$

$$R'_{m1} = R'_{m2} = 680 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3}\right)^2 = 2,74 \text{ мОм}; X'_{m1} = X'_{m2} = 3212,77 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3}\right)^2 = 12,95 \text{ мОм}$$

д) сопротивления контакта:

– для контактных соединений шин:

$$R_{\text{конт}1} = R_{\text{конт}2} = R_{\text{конт}3} = R_{\text{конт}6} = R_{\text{конт}9} = R_{\text{конт}12} = R_{\text{конт}13} = R_{\text{конт}14} = R_{\text{конт}17} = R_{\text{конт}20} = 0,01 \quad -$$

активное сопротивление контакта для контактных соединений шин;

– для контактных соединений кабелей:

$$R_{\text{конт}4} = R_{\text{конт}5} = R_{\text{конт}7} = R_{\text{конт}8} = R_{\text{конт}10} = R_{\text{конт}11} = R_{\text{конт}15} = R_{\text{конт}16} = R_{\text{конт}18} =$$

$$R_{\text{конт}19} = R_{\text{конт}21} = R_{\text{конт}20} = R_{\text{конт}22} = 0,1 \quad - \text{ активное сопротивление контакта для}$$

контактных соединений кабеля;

е) сопротивления трансформаторов тока.

Сопротивления трансформаторов тока определяются по [23, табл.2.49] и принимаются:

Трансформаторы тока – одновитковые:

$$R_{\text{та}1} = R_{\text{та}8} = 0 \text{ мОм}, X_{\text{та}1} = X_{\text{та}8} = 0 \text{ мОм}$$

$$\text{При } k_{\text{та}} = 75/5 : R_{\text{та}2} = 4,8 \text{ мОм}, X_{\text{та}2} = 3 \text{ мОм.}$$

$$\text{При } k_{\text{та}} = 100/5 : R_{\text{та}3,5} = 2,7 \text{ мОм}, X_{\text{та}3,5} = 1,7 \text{ мОм.}$$

$$\text{При } k_{\text{та}} = 150/5 : R_{\text{та}4} = 0,75 \text{ мОм}, X_{\text{та}4} = 1,2 \text{ мОм.}$$

$$\text{При } k_{\text{та}} = 300/5 : R_{\text{та}6,7} = 0,2 \text{ мОм}, X_{\text{та}6,7} = 0,3 \text{ мОм;}$$

ж) сопротивления автоматических выключателей.

Сопротивления автоматических выключателей определяются по [23, табл.2.54] и принимаются:

$$\text{При } I_{\text{qf}1} = I_{\text{qf}8} = 1600 \text{ А} : R_{\text{qf}1} = R_{\text{qf}8} = 0,14 \text{ мОм}, X_{\text{qf}1} = X_{\text{qf}8} = 0,08 \text{ мОм.}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

При $I_{qf} = 400 \text{ А}$: $R_{qf11} = R_{qf13} = 0,65 \text{ мОм}$, $X_{qf11} = X_{qf13} = 0,17 \text{ мОм}$.

При $I_{qf} = 200 \text{ А}$: $R_{qf6} = 1,1 \text{ мОм}$, $X_{qf6} = 0,5 \text{ мОм}$.

При $I_{qf} = 100 \text{ А}$: $R_{qf4} = R_{qf9} = 2,15 \text{ мОм}$, $X_{qf4} = X_{qf9} = 1,2 \text{ мОм}$.

При $I_{qf} = 70 \text{ А}$: $R_{qf2} = R_{qf5} = R_{qf14} = 3,5 \text{ мОм}$,

$X_{qf2} = X_{qf5} = X_{qf14} = 2 \text{ мОм}$.

При $I_{qf} = 50 \text{ А}$: $R_{qf3} = R_{qf7} = R_{qf10} = R_{qf12} = 7 \text{ мОм}$,

$X_{qf3} = X_{qf7} = X_{qf10} = X_{qf12} = 4,5 \text{ мОм}$;

3) сопротивления кабельных линий до электроприемников.

Активные и индуктивные сопротивления до электроприемников

$R_{к3}, R_{к5}, R_{к7}, R_{к10}, R_{к12}, R_{к14}, X_{к3}, X_{к5}, X_{к7}, X_{к10}, X_{к12}, X_{к14}$ указаны в таблице Л.1.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания без учета сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{по} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}$$

где $U_{ср.н}$ – среднее напряжение сети на стороне низшего напряжения: $U_{ср.н} = 400 \text{ В}$;

Z_{Σ} – полное суммарное сопротивление всех элементов сети от источника до точки короткого замыкания.

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2},$$

где R_{Σ}, X_{Σ} – активные и реактивные суммарные сопротивления всех элементов сети от источника до точки короткого замыкания.

Снижение тока короткого замыкания от системы при учете сопротивления дуги определяется с помощью коэффициента снижения K_C :

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_{\Sigma} + 0,114 \cdot \sqrt{Z_{\Sigma}} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_{\Sigma}}$$

Тогда начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{нод}} = K_C \cdot I_{\text{но}}$$

Ударный ток от системы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{но}} = \sqrt{2} \cdot (1 + e^{-t_{y\theta}/Ta}) \cdot I_{\text{но}},$$

где k_y – ударный коэффициент;

Ta – постоянная апериодическая времени замыкания.

$$Ta = \frac{X_{i\Sigma}}{\omega \cdot R_{i\Sigma}} = \frac{X_{i\Sigma}}{2\pi f \cdot R_{i\Sigma}},$$

где f – частота.

Время, в котором наступает максимум значения ударного тока:

$$t_{y\theta} = 0,01 \cdot \left(0,5 + \frac{\varphi_\kappa}{\pi} \right)$$

$$\varphi_\kappa = \text{arctg} \left(\frac{X_{i\Sigma}}{R_{i\Sigma}} \right),$$

где φ_κ – угол сдвига по фазе между током и напряжением при коротком замыкании в цепи короткого замыкания, радианах.

Производится расчет токов трехфазного короткого замыкания для точки К1 (на первой секции шин щита 0,4 кВ):

Суммарные сопротивления всех элементов сети от источника до точки К1:

$$R_{K1\Sigma} = R_{k1} + R_{m1} + R_{\text{ком1}} + R_{ma1} + R_{gf1} + R_{\text{ком2}} = 9,43 + 2,74 + 0,01 + 0,14 + 0,01 = 12,33 \text{ мОм}$$

$$X_{K1\Sigma} = X_c + X_{k1} + X_{m1} + X_{ma1} + X_{gf1} = 0,4 + 0,73 + 12,95 + 0,08 = 14,16 \text{ мОм}$$

$$Z_{K1\Sigma} = \sqrt{R_{K1\Sigma}^2 + X_{K1\Sigma}^2} = \sqrt{12,33^2 + 14,16^2} = 18,78 \text{ мОм}$$

Снижение тока короткого замыкания от системы при учете сопротивления дуги определяется с помощью коэффициента снижения K_C :

$$K_{C(K1)} = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_{K1\Sigma} + 0,114 \cdot \sqrt{Z_{K1\Sigma}} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_{K1\Sigma}} = 0,6 - 0,0025 \cdot 18,78 + 0,114 \cdot \sqrt{18,78} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{18,78} = 0,7$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К1 без учета сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{\text{ноК1}} = \frac{U_{\text{ср.л}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,78} = 12,31 \text{ кА}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К1 с учетом сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{нодК1} = K_{СК1} \cdot I_{ноК1} = 0,7 \cdot 12,31 = 8,64 \text{ кА}$$

Ударный ток от системы в точке К1:

$$T_a = \frac{X_{К1\Sigma}}{2\pi f \cdot R_{К1\Sigma}} = \frac{14,16}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 12,33} = 0,0037$$

$$\varphi_{к(К1)} = \arctg\left(\frac{X_{К1\Sigma}}{R_{К1\Sigma}}\right) = \arctg\left(\frac{14,16}{12,33}\right) = 0,8544$$

$$t_{y\partial(К1)} = 0,01 \cdot \left(0,5 + \frac{\varphi_{к}}{\pi}\right) = 0,01 \cdot \left(0,5 + \frac{0,8544}{3,14}\right) = 0,0077$$

$$i_{yК1} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-t_{y\partial(К1)}/T_a(К1)}\right) \cdot I_{ноК1} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-0,0077/0,0037}\right) \cdot 12,31 = 19,52 \text{ кА}$$

Для остальных точек К2–К13 расчет токов трехфазного короткого замыкания обозначенных на схемах замещения производится аналогичным образом и результаты расчетов трехфазного короткого замыкания для точек К1–К7 представлены в таблице Л.2, для точек К8–К13 в таблице Л.3.

Таблица Л.2 – Расчеты трехфазного короткого замыкания для точек К1–К7

Точка КЗ	R_{Σ} , МОм	X_{Σ} , МОм	Z_{ki} , МОм	$I_{но}$, кА	K_c	$I_{нод}$, кА	$\varphi_{к}$, рад.	$t_{y\partial}$	T_a	$K_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
К1	12,33	14,16	18,78	12,31	0,70	8,64	0,8544	0,0077	0,0037	1,12	19,52
К2	178,16	22,80	179,61	1,29	0,95	1,22	0,1273	0,0054	0,0004	1,00	1,82
К3	251,86	28,34	253,45	0,91	0,96	0,87	0,1121	0,0054	0,0004	1,00	1,29
К4	47,45	19,53	51,31	4,51	0,81	3,63	0,3905	0,0062	0,0013	1,01	6,43
К5	95,21	23,91	98,17	2,36	0,88	2,08	0,2460	0,0058	0,0008	1,00	3,33
К6	20,57	17,31	26,88	8,60	0,73	6,32	0,6994	0,0072	0,0027	1,07	12,98
К7	120,27	23,95	122,63	1,89	0,91	1,72	0,1965	0,0056	0,0006	1,00	2,67

Таблица Л.3 – Расчеты трехфазного короткого замыкания для точек К8–К13

Точка КЗ	R_{Σ} , МОм	X_{Σ} , МОм	Z_{ki} , МОм	$I_{но}$, кА	K_c	$I_{нод}$, кА	$\varphi_{к}$, рад.	$t_{y\partial}$	T_a	$K_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
К8	168,33	21,88	169,75	1,36	0,94	1,28	0,1293	0,0054	0,0004	1,00	1,93
К9	201,19	27,77	203,10	1,14	0,95	1,08	0,1371	0,0054	0,0004	1,00	1,61
К10	20,43	17,73	27,05	8,55	0,74	6,28	0,7148	0,0073	0,0028	1,07	12,96
К11	101,69	24,63	104,63	2,21	0,89	1,97	0,2376	0,0058	0,0008	1,00	3,13
К12	20,36	17,04	26,55	8,71	0,73	6,39	0,6970	0,0072	0,0027	1,07	13,14
К13	42,50	19,64	46,82	4,94	0,79	3,92	0,4329	0,0064	0,0015	1,01	7,08

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Расчет однофазного тока короткого замыкания

Методика расчетов однофазного тока короткого замыкания в сети приведена в [24].

Активные и индуктивные сопротивления токам нулевой последовательности трансформаторов тока, сопротивлений контактов кабелей, проводов, шинопроводов, переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей и переходных сопротивлений рубильников остаются такими же, как сопротивления для прямой последовательности.

Схема для расчета токов однофазного короткого замыкания для трансформатора приведена на рисунке М.1.



Рисунок М.1 – Схема замещения для расчета однофазного тока короткого замыкания для точек К1

Определение параметров элементов схемы замещения для трансформатора:

Сопротивления нулевой последовательности трансформатора согласно [23, табл.2.5]: $R'_{m01} = R'_{m02} = 30,2 \text{ мОм}$, $X'_{m01} = X'_{m02} = 95,8 \text{ мОм}$.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания без учета сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{no}^{(1)} = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3} \cdot Z_k^{(1)}},$$

где $R_{1\Sigma}, R_{0\Sigma}, X_{1\Sigma}, X_{0\Sigma}$ – активные и реактивные суммарные сопротивления прямой и нулевой последовательности всех элементов сети от источника до точки короткого замыкания.

Полное сопротивление нулевой последовательности:

$$Z_k^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

Снижение тока короткого замыкания от системы при учете сопротивления дуги определяется с помощью коэффициента снижения K_C :

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k^{(1)} + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k^{(1)}} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k^{(1)}}$$

Тогда начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{\text{под}} = K_C \cdot I_{\text{но}}^{(1)}$$

Для точки К1.

Активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{0K1\Sigma} = R'_{m01} + R_{\text{конт}0} + R_{\text{д}0} + R_{\text{конт}0} = 30,2 + 0,01 + 0,14 + 0,01 = 30,36 \text{ мОм}$$

$$X_{0K1\Sigma} = X'_{m01} + X_{\text{д}0} = 95,8 + 0,1 = 95,9 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление нулевой последовательности.

Из таблицы М.1 сопротивления прямой последовательности для точки К1:

$$R_{K1\Sigma} = 12,33 \text{ мОм}$$

$$X_{K1\Sigma} = 14,16 \text{ мОм}$$

Тогда:

$$Z_{K1}^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot R_{K1\Sigma} + R_{0K1\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{K1\Sigma} + X_{0K1\Sigma})^2} = \\ = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 12,33 + 30,2)^2 + (2 \cdot 14,16 + 95,8)^2} = 45,23 \text{ мОм}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания без учета сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

$$I_{\text{но}K1}^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_k^{(1)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 45,23} = 5,11 \text{ кА}$$

Снижение тока короткого замыкания от системы при учете сопротивления дуги определяется с помощью коэффициента снижения K_C :

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_{K1}^{(1)} + 0,114 \cdot \sqrt{Z_{K1}^{(1)}} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_{K1}^{(1)}} = \\ = 0,6 - 0,0025 \cdot 45,23 + 0,114 \cdot \sqrt{45,23} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{45,23} = 0,79$$

Тогда начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в месте короткого замыкания:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

$$I_{\text{нод}K1} = K_{C(K1)} \cdot I_{\text{но}K1}^{(1)} = 0,79 \cdot 5,11 = 4,04 \text{ кА}$$

Результаты расчетов однофазного тока короткого замыкания для точек К1 сведены в таблицу М.1.

Таблица М.1 – Расчеты однофазного тока короткого замыкания для точки К1

Точка КЗ	Место КЗ	$R_{i\Sigma}$, МОм	$X_{i\Sigma}$, МОм	$R_{0i\Sigma}$, МОм	$X_{0i\Sigma}$, МОм	$Z^{(1)}_{\Sigma}$, МОм	$I^{(1)}_{\text{но}}$, кА	K_c	$I^{(1)}_{\text{нод}}$, кА
К1	1 с.ш.0,4кВ	12,33	14,16	30,36	95,9	45,23	5,11	0,79	4,04

В справочной литературе отсутствуют сведения о сопротивлениях нулевой последовательности кабелей. Поэтому согласно ГОСТ 28249-93 [24] допускается выполнять расчет токов однофазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$I^{(1)}_{\text{но}} = \frac{U_{\text{ср.ф}}}{\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_n}$$

где $U_{\text{ср.ф}}$ – среднее фазное напряжение сети (для сетей 0,4 кВ принимается равным 230 В) [24];

$Z_m^{(1)}$ – полное сопротивление питающего трансформатора при однофазном коротком замыкании;

Z_n – полное сопротивление петли фаза – ноль от трансформатора до точки короткого замыкания.

Сопротивление петли фаза – ноль рассчитывается по выражению:

$$Z_n = \Sigma Z_{n.yd.i} \cdot l_i,$$

где $\Sigma Z_{n.yd.i}$ – удельное сопротивление петли фаза – ноль каждого из последовательно включенных участков сети;

l_i – длина этих участков.

Полное сопротивление питающего трансформатора при однофазном коротком замыкании по [23, табл.2.5]: $Z_m^{(1)} = 128 \text{ МОм}$.

Схема замещения для расчета однофазного тока короткого замыкания для точек К2, К4, К6, К8, К10, К12 приведена на рисунке М.2.

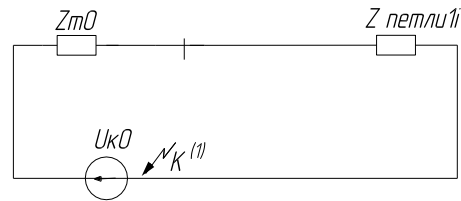


Рисунок М.2 – Схема замещения для расчета однофазного короткого замыкания в точках К2,К4,К6,К8,К10,К12

Для точки К2.

РП-4 питается кабелем ВВГнг-LS 5х4, согласно [15, табл.2.6]:

$$\Sigma Z_{n,yd,i} = 10,85 \text{ мОм/м.}$$

Сопротивление петли фаза-ноль:

$$Z_{петлиК2} = \Sigma Z_{n,yd,i} \cdot l_{рп-4} = 10,85 \cdot 34 = 368,9 \text{ мОм}$$

Ток однофазного короткого замыкания для точки К2:

$$I_{нок2}^{(1)} = \frac{U_{ср.ф}}{\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{петлиК2}} = \frac{230}{\frac{128}{3} + 368,9} = 0,56 \text{ кА}$$

Результаты расчетов однофазного тока короткого замыкания для точек К2,К4,К6,К8,К10,К12 сведены в таблицу М.2.

Таблица М.2 – Расчеты однофазного тока короткого замыкания для точек К2,К4,К6,К8,К10,К12

Точка КЗ	Место КЗ	Проводник	$Z_{n,yd,i}$, мОм/м	l_i , м	$Z_{петлиi}$, мОм	$\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{петлиi}$, мОм	$I_{но}^{(1)}$, кА
К2	РП-4	ВВГнг-LS 5х4	10,85	34	368,9	411,57	0,56
К4	РП-5	ВВГнг-LS 5х16	2,6	26	67,6	110,27	2,09
К6	РП-10	ВВГнг-LS 5х50	0,87	17	14,79	57,46	4,00
К8	РП-1	ВВГнг-LS 5х6	7,23	50	361,5	404,17	0,57
К10	РП-6	ВВГнг-LS 5х70	0,62	40	24,8	67,47	3,41
К12	РП-7	ВВГнг-LS 5х95	0,46	32	14,72	57,39	4,01

Далее рассчитываются токи однофазного короткого замыкания на зажимах электроприемников. Схема замещения для расчета однофазного тока короткого замыкания для точек К5, К7, К9, К11, К13 приведена на рисунке М.3.

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Выбор и проверка низковольтной защитной аппаратуры

В качестве аппаратов защиты сетей и электрических установок напряжением до 1000 В от коротких замыканий или перегрузок применяются автоматические выключатели и предохранители с плавкими вставками.

Автоматические выключатели являются наиболее совершенными аппаратами защиты, надёжными, срабатывающими при перегрузках и коротких замыканиях в защищаемой линии.

Условия выбора автоматических выключателей [19]:

$$I_{номAB} \geq I_{p\max}$$

$$U_{номAB} \geq U_{ном.c}$$

$$I_{ном.расц} \geq I_{p\max},$$

где $I_{номAB}$ – номинальный ток автоматического выключателя;

$U_{номAB}$ – номинальное напряжение автоматического выключателя;

$I_{ном.расц}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя;

$I_{p\max}$ – наибольший расчетный ток нагрузки.

Выбор тока срабатывания отсечки выполняется по следующим условиям, из которых окончательно принимается наибольшее значение:

– Несрабатывание при пиковом токе:

$$I_{co} \geq k_{над} \cdot I_{пик},$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности для выключателя;

$I_{пик}$ – пиковый ток.

Пиковый ток на шинах распределительного устройства определяется приближенно через коэффициент, учитывающий пуск или самозапуск по выражению:

$$I_{пик} = k_{самозап} \cdot I_{p\max},$$

где $k_{самозап}$ – коэффициент самозапуска, принимается равным 1,2 [19].

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Несрабатывание защиты ввода, питающего секцию, (например, ввода первой секции) при действии устройства автоматического ввода резерва (АВР) секционного выключателя, подключающего к этой секции или вводу нагрузку другой секции (второй секции), потерявшей питание:

$$I_{co} \geq k_{самозан} \cdot I_{р.макс2} + k_{пр} \cdot I_{р.макс1},$$

где $I_{р.макс2}$ – максимальный ток секции, потерявшей питание и включающейся от устройства АВР;

$k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока двигателей не терявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения нагрузки другой секции (при небольшой двигательной нагрузке принимается равным 1,1).

– Согласование с отсечками выключателей отходящих от секции линий для предотвращения отключения выключателя ввода при коротком замыкании за выключателем отходящей линии:

$$I_{co} \geq k_{нс} \cdot I_{с.о.л},$$

где $k_{нс} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования [19];

$I_{с.о.л}$ – наибольший из токов срабатывания отсечек выключателей отходящих линий, А.

– Защита от перегрузки. Ток срабатывания защиты от перегрузки соответствует току $1,25 \cdot I_{ном.расц}$:

$$1,25 \cdot I_{ном.расц} \geq I_{р.макс}$$

– Проверка чувствительность отсечек при коротком замыкании:

$$k_{ч}^{(2)} = \frac{0,87 \cdot I_{кзмин}^{(3)}}{I_{co}} \geq 1,1 \cdot k_p$$

$$k_{ч}^{(1)} = \frac{I_{кзмин}^{(1)}}{I_{co}} \geq 1,1 \cdot k_p,$$

где $I_{кзмин}^{(3)}$ и $I_{кзмин}^{(1)}$ – минимальный ток двухфазного и однофазного короткого замыкания.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Время срабатывания отсечки автоматического выключателя:

$$t_{co} \geq t_{c.o.n} + \Delta t,$$

где $t_{c.o.n}$ – наибольшее время срабатывания отсечки предыдущей от источника защиты;

Δt – степень селективности, принимается равной 0,1.

На основании вышеизложенного рассматривается выбор и проверка вводного автоматического выключателя.

Низковольтное распределительное устройство 0,4 кВ комплектуется вводными панелями типа ГРЩ-ПВ.

Вводная панель ГРЩ-ПВ-02-1600 комплектуется выдвижными автоматическими выключателями типа «Еmax X1В» с номинальным током $I_{номAB} = 1600$ А.

Условия выбора автоматического выключателя:

$$I_{номAB} = 1600 \text{ А} \geq I_{p\max} = \frac{S_{номm}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \beta = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 1,4 = 1273,06 \text{ А}$$

$$I_{ном.расц} = 1600 \text{ А} \geq I_{p\max} = 1273,06 \text{ А}$$

Проверяется номинальный ток расцепителя по следующим условиям, из которых окончательно принимается наибольшее значение:

– Несрабатывание при пиковом токе:

Кратность срабатывания отсечки номинальному току расцепителя для данного автоматического выключателя Еmax X1В составляет $I_{co}/I_{ном.расц} = 2, 3, 5, 7, 10$ [25]. Принимается кратность срабатывания равную 2, тогда максимальный ток срабатывания отсечки определится:

$$I_{co} = k \cdot I_{ном.расц} = 2 \cdot 1600 = 3200 \text{ А} > k_{над} \cdot k_{самозап} \cdot I_{p\max} = 1,2 \cdot 1,6 \cdot 1273,06 = 2444,28 \text{ А}$$

Для автоматических выключателей типа Еmax X1В [25]:

$$k_{над} = 1,6, k_{самозап} = 1,2$$

Условие выполняется.

– Ток срабатывания защиты от перегрузки:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						153
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$(1,25 \cdot I_{\text{ном.расц}} = (1,25 \cdot 1600) = 2000 \text{ А}) \geq (I_{\text{р.макс}} = 1273,06 \text{ А})$$

Условие выполняется.

– Проверяется чувствительность к трехфазному току короткого замыкания:

$$K_{\text{ч.норм}} = k_z \cdot k_p = 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$$

$I_{\text{нок1}} = 8,64 \text{ кА} = 8640 \text{ А}$ – начальное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в точке К1 из таблицы 31.

$$k_q^{(2)} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{нок1}}}{I_{\text{со}}} = \frac{0,87 \cdot 8640}{3200} = 2,35 \geq 1,43$$

– Проверяется чувствительность к однофазному короткому замыканию:

Начальное значение периодической составляющей однофазного тока короткого замыкания в точке К1 в таблице 33: $I_{\text{нок1}}^{(1)} = 5,11 \text{ кА} = 5110 \text{ А}$.

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{\text{но}}^{(1)}}{I_{\text{со}}} = \frac{5110}{3200} = 1,59 \geq 1,43$$

Выключатель обладает необходимой чувствительностью.

Селективность срабатывания вводного выключателя и выключателей отходящих линий достигается отстройкой по времени срабатывания. Для вводного выключателя $t_{\text{ср}} = 0,2 \text{ с}$, а для отходящих линий $t_{\text{ср}} = 0,1 \text{ с}$.

Рассматривается выбор и проверка линейного автоматического выключателя.

Низковольтное распределительное устройство 0,4 кВ комплектуется линейными панелями типа ГРЩ-ПЛ.

Линейная панель ГРЩ-ПЛ-01 комплектуется выдвижными автоматическими выключателями типа «Тmax Т1N».

В качестве примера рассматривается выбор и проверка автоматического выключателя, защищающего распределительный пункт РП-5 (QF5).

Для защиты РП-5 используется выдвижной автоматический выключатель типа Тmax Т1N с номинальным током автоматического выключателя $I_{\text{ном.АВ}} = 80 \text{ А}$ и номинальным расцепителем $I_{\text{ном.расц}} = 80 \text{ А}$.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						154
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетный ток, протекающий по кабелю, который защищает РП-5

$$I_{p\max} = 74,14 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном}AB} = 80 \text{ А} \geq I_{p\max} = 74,14 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.расц}} = 80 \text{ А} \geq I_{p\max} = 74,14 \text{ А}$$

Проверяется Tmax T1N:

– Несрабатывание при пиковом токе:

Кратность срабатывания отсечки номинальному току расцепителя для данного автоматического выключателя Tmax T1N составляет $I_{co}/I_{\text{ном.расц}} = 2, 3, 5, 7, 10$ [26]. Принимается кратность срабатывания равную 2, тогда максимальный ток срабатывания отсечки определится:

$$I_{co} = k \cdot I_{\text{ном.расц}} = 2 \cdot 80 = 160 \text{ А} > k_{\text{над}} \cdot k_{\text{самозан}} \cdot I_{p\max} = 1,2 \cdot 1,6 \cdot 74,14 = 142,35 \text{ А}$$

Для автоматических выключателей типа Tmax T1N [26] : $k_{\text{над}} = 1,6, k_{\text{самозан}} = 1,2$

Условие выполняется.

– Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$(1,25 \cdot I_{\text{ном.расц}} = (1,25 \cdot 80) = 100 \text{ А}) \geq (I_{p\max} = 74,14 \text{ А})$$

Условие выполняется.

– Проверяется чувствительность к трехфазному току короткого замыкания:

$$K_{\text{ч.норм}} = k_z \cdot k_p = 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$$

$I_{\text{пок}4} = 3,63 \text{ кА} = 3630 \text{ А}$ – начальное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в точке К4 из таблицы Л.2.

$$k_q^{(2)} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{пок}4}}{I_{co}} = \frac{0,87 \cdot 3630}{160} = 19,74 \geq 1,43$$

– Проверяется чувствительность к однофазному короткому замыканию:

Начальное значение периодической составляющей однофазного тока короткого замыкания в точке К4 из таблицы М.2: $I_{\text{пок}4}^{(1)} = 2,09 \text{ кА} = 2090 \text{ А}$.

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{\text{пок}4}^{(1)}}{I_{co}} = \frac{2090}{160} = 13,06 \geq 1,43$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155

Выключатель обладает необходимой чувствительностью.

Расчет остальных линейных выключателей, а так же выключателей защищающих электроприемники ведется аналогично и сведен в таблицу Н.1.

Таблица Н.1 – Выбор автоматических выключателей в РП, РУ 0,4 кВ

№	$I_{рмах}$, А	$I_{номВ}$, А	$I_{ном.расц}$, А	$k_{над} \cdot I_{пик}$ А	$\frac{I_{со}}{I_{ном.расц}}$	$I_{со}$, А	$I^{(3)}_{под}$ А	$k_{ц}^{(2)}$	$I^{(1)}_{под}$ А	$k_{ц}^{(1)}$	Тип
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вводной №1	1273,06	1600	1600	875,14	2	3200	8640	2,35	5110	1,59	Emax X1B
Вводной №2	1273,06	1600	1600	875,14	2	3200	8640	2,35	5110	1,59	Emax X1B
Автоматические выключатели, находящиеся в линейных панелях (защищающие РП)											
РП-1	43,79	80	80	84,08	2	160	1280	6,96	570	3,56	TmaxT1N
РП-2	17,52	25	25	33,64	2	50					TmaxT1N
РП-3	10,42	25	25	20,01	2	50					TmaxT1N
РП-4	11,75	63	63	22,56	2	126	1220	8,42	560	4,44	TmaxT1N
РП-5	74,14	80	80	142,35	2	160	3630	19,74	2090	13,06	TmaxT1N
РП-6	200,6	250	250	385,15	2	500	6280	10,93	3410	6,82	TmaxT3N
РП-7	215,09	250	250	412,97	2	500	6390	11,12	4010	8,02	TmaxT3N
РП-8	314,29	400	400	603,44	2	800					TmaxT5N
РП-9	74,96	80	80	143,92	2	160					TmaxT1N
РП-10	147,17	160	160	211,92	2	320	6320	17,18	4000	12,50	TmaxT1N
РП-11	72,53	80	80	139,26	2	160					TmaxT1N
Автоматические выключатели, находящиеся в РП (защищающие приемники)											
№ 1	46,66	50	50	89,59	2	100	1280	11,14	490	4,90	BA57-35
№ 2	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 3	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 4	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 5	46,66	50	50	89,59	2	100					BA57-35
№ 6	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 7	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 8	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 9	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 10	18,66	25	25	35,83	2	50					BA57-35
№ 11	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 12	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 13	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 14	15,55	25	25	29,86	2	50	870	15,14	410	8,20	BA57-35
№ 15	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 16	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 17	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 18	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 19	15,55	25	25	29,86	2	50					BA57-35
№ 20	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 21	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 22	55,51	63	63	106,58	2	126					BA57-35
№ 23	55,51	63	63	106,58	2	126	2080	14,36	1070	8,49	BA57-35
№ 24	40,37	50	50	77,51	2	100					BA57-35
№ 25	40,37	50	50	77,51	2	100					BA57-35
№ 26	34,6	40	40	66,43	2	80					BA57-35
№ 27	34,6	40	40	66,43	2	80	1970	21,42	950	11,88	BA57-35
№ 28	149,29	160	160	286,64	2	320					BA57-35
№ 29	149,29	160	160	286,64	2	320					BA57-35

Окончание таблицы Н.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
№ 30	50,64	63	63	97,23	2	126	3920	27,07	2290	18,17	BA57-35
№ 31	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 32	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 33	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 34	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 35	84,41	100	100	162,07	2	200					BA57-35
№ 36	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 37	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 38	118,17	125	125	226,89	2	250					BA57-35
№ 39	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 40	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 41	50,64	63	63	97,23	2	126					BA57-35
№ 42	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 43	33,76	40	40	64,82	2	80	1720	18,71	840	10,50	BA57-35
№ 44	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 45	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 46	33,76	40	40	64,82	2	80					BA57-35
№ 47	75,82	80	80	145,57	2	160					BA57-35
№ 48	23,98	25	25	46,04	2	50					BA57-35

Рассматривается выбор и проверка секционного автоматического выключателя.

Секционный выключатель должен обеспечить коммутацию в условиях аварии, когда отключен один из вводов.

Рассмотрим выдвижной автоматический выключатель серии Emax X1B, входящий в комплект секционной панели ГРЩ-ПС-01-1000 [21]: $I_{ном.В} = 1000 \text{ А}$.

Максимальный рабочий ток для секционного выключателя можно вычислить, зная наибольшую расчётную мощность. У первой секции наибольшая расчётная мощность:

Условия выбора автоматического выключателя:

$$P_{р1сш} = 274,1 \text{ кВт}, Q_{р1сш} = 112,7 \text{ кВАр}, S_{р1сш} = 296,36 \text{ кВА.}$$

$$I_{ном.В} = 1000 \text{ А} \geq I_{р\max} = \frac{S_{р1сш}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{296,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 427,76 \text{ А}$$

$$I_{ном.расч} = 1000 \text{ А} \geq I_{р\max} = 427,76 \text{ А}$$

– Несрабатывание при пиковом токе.

Для автоматических выключателей [25]: $k_{над} = 1,6, k_{самозап} = 1,2$.

												Лист
												157
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2017.509 ПЗ ВКР							

Кратность срабатывания отсечки номинальному току расцепителя для данного автоматического выключателя составляет $I_{co}/I_{ном.расц} = 2, 3, 5, 7, 10$ [25]. Принимается кратность срабатывания равную 2, тогда максимальный ток срабатывания отсечки определится:

$$I_{co} = k \cdot I_{ном.расц} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ А} > k_{над} \cdot k_{самозан} \cdot I_{pmax} = 1,2 \cdot 1,6 \cdot 427,76 = 821,3 \text{ А}$$

Условие выполняется.

– Проверяется чувствительность к трехфазному току короткого замыкания.

$$K_{ч.норм} = k_z \cdot k_p = 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания с учетом сопротивления дуги в точке К1 из таблицы Л.2:

$$I_{нок1} = 8,64 \text{ кА} = 8640 \text{ А}$$

$$k_q^{(2)} = \frac{0,87 \cdot I_{нок1}}{I_{co}} = \frac{0,87 \cdot 8640}{2000} = 3,75 \geq 1,43$$

– Проверяется чувствительность к однофазному короткому замыканию.

Начальное значение периодической составляющей однофазного тока короткого замыкания в точке К1 в таблице М.1: $I_{нок1}^{(1)} = 5,11 \text{ кА} = 5110 \text{ А}$.

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{нок1}^{(1)}}{I_{co}} = \frac{5110}{2000} = 2,55 \geq 1,43$$

Выключатель обладает необходимой чувствительностью.

На рисунке Н.1 представлена принципиальная схема электроснабжения цеха термической обработки комплектующих частей.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						158
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ П

Расчет заземляющих устройств цеха

Заземление – преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки электрической сети, электроустановки или оборудования, с заземляющим устройством.

Различают следующие виды заземлений:

– защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с заземляющим устройством открытых проводящих частей электроустановок (например, корпусов электрооборудования), которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала) в целях электробезопасности;

– рабочее – преднамеренное соединение с землей определенных точек электрической цепи (например нейтральных точек обмоток генераторов, силовых и измерительных трансформаторов, дугогасящих аппаратов, реакторов поперечной компенсации в дальних ЛЭП, а также в фазы при использовании земли в качестве фазного или обратного провода);

– молниезащитное – преднамеренное соединение с землей молниеприемников и разрядников в целях отвода от них токов молнии в землю.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций.

Важнейшим мероприятием по технике безопасности в электротехнических установках является применение защитного заземления.

Для подстанций напряжением 6/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- корпус трансформатора;
- металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						160
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В электроустановках с изолированной нейтралью до 1 кВ сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять следующему требованию:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3},$$

где R_3 – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

I_3 – расчётный ток замыкания на землю, А.

Расчет заземляющих устройств ведется методом коэффициента использования, принимая грунт однородным по всей глубине.

Выбор и расчёт сопротивления электродов выполняется по [27].

Сопротивление одиночного вертикального заземления (стержня) определяется:

$$r_e = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

где l – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя м;

ρ_p – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Определение количества вертикальных заземлителей:

$$N_e = \frac{R_e}{R_{3y} \cdot \eta_e},$$

где η_e – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Коэффициент использования вертикальных заземлителей:

$$\eta = f \left(\text{тип ЗУ, вид заземлителя, } \frac{a}{L}, N_e \right),$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

L – длина вертикального заземлителя, м;

N_e – число вертикальных заземлителей.

Сопротивление горизонтального электрода (полосы) определяется по формуле:

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						161
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{L_n} \lg \frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t},$$

где L_n – длина полосы, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м;

ρ_p – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Определение сопротивлений с учётом коэффициента использования:

$$R_6 = \frac{r_6}{\eta_6}$$

$$R_2 = \frac{r_2}{\eta_2},$$

где R_6 и R_2 – сопротивление вертикального и горизонтального электродов с учётом коэффициента использования, Ом;

η_6 и η_2 – коэффициенты использования электродов.

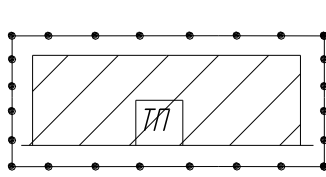
Исходными данными для расчета заземляющих устройств являются:

- длина, ширина механосборочного цеха $S = 36$ м; $L = 56$ м;
- ток замыкания на землю 6 кВ: $I_3 = 25$ А;
- механосборочный цех находится во втором климатическом районе;
- естественных заземлителей нет;
- удельное сопротивление суглинка: $p = 150$ Ом·м [27, табл.8.1].

В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром $d = 12$ мм и длиной $l = 5$ м на расстоянии друг от друга $a = 5$ м, которые погружаются в грунт методом ввертывания. Верхний конец заглубляют на $t_1 = 0,7$ м от поверхности земли. К ним привариваются горизонтальные электроды из стальной полосы размерами 40 х 5 мм. Общая длина полосы 192 м. С учетом общей длины полосы предварительное количество стержней равно 39 шт.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						162
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначения:



- площадь занятая оборудованием механооборочного цеха (56x36)м²
- заземляющий контур (58x38)м²
- искусственный заземлитель, стержень d=12 мм
- металлическая полоса (40x5)мм

Рисунок П.1 – Схема выполнения заземляющего контура цеха

Методика расчёт производится согласно [27].

– Определяется расчётное сопротивление совмещённых заземляющих устройств:

$$R_{\text{зв}} \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{25} = 5 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1кВ не должно быть больше 4 Ом, согласно [27], поэтому за расчетное сопротивление принимается $R_{\text{зв}} = 4 \text{ Ом}$.

– Определяется расчётное сопротивление одного стержня:

Расчетное сопротивление земли для вертикальных заземлителей:

$$r_p = k_c \cdot \rho = 1,45 \cdot 150 = 217,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \text{ где } k_c = f \text{ (вер., зона II)} = 1,45 \text{ по [27].}$$

Глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя: $t = t_1 + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м}$.

Расчётное сопротивление вертикального стержня:

$$r_g = \frac{0,366 \cdot 217,5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 46,51 \text{ Ом}$$

– Определяется количество стержней:

Коэффициент использования вертикальных заземлителей исходя из [27, табл.8.2] определяется: $\eta_g = 0,44$ (при $a/l = 1$, $N_{\text{нр}} = 39$ шт).

$$N_g = \frac{r_g}{R_{\text{зв}} \cdot \eta_g} = \frac{46,51}{4 \cdot 0,44} = 26,43 \text{ шт}$$

– Определяются сопротивления горизонтальных заземлителей (полосы):

В качестве горизонтальных заземлителей принимается стальная полоса 40x5.

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		163

Так как контурное заземляющее устройство закладывается на расстоянии не менее 1 м, то длина по периметру закладки равна:

$$L_n = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (56 + 2) \cdot 2 + (36 + 2) \cdot 2 = 192 \text{ м}$$

Расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей:

$$p_p = k_c \cdot p = 3,5 \cdot 150 = 525 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \text{ где } k_c = f \text{ (гор., зона II)} = 3,5 \text{ по [27].}$$

Сопротивления горизонтальных заземлителей (полосы):

Ширина полосы $b = 40 \text{ мм}$.

$$r_z = \frac{0,366 \cdot p_p}{L_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 525}{192} \cdot \lg \frac{2 \cdot 192^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 6,43 \text{ Ом}$$

– Сопротивление полосы в контуре с учетом коэффициента использования:

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей исходя из [27, табл.8.3] определяется: $\eta_z = 0,21$ (при $a/l = 1$, $N_{np} = 39$ шт).

$$R_{зфакт} = \frac{r_z}{\eta_z} = \frac{6,43}{0,21} = 30,62 \text{ Ом}$$

– Определяется необходимого сопротивления вертикальных заземлителей:

$$R_{в.ф.} = \frac{R_{зфакт} \cdot R_{зв}}{R_{зфакт} - R_{зв}} = \frac{30,62 \cdot 4}{30,62 - 4} = 4,6 \text{ Ом}$$

– Определяется уточненного количества вертикальных заземлителей:

$$N_{в.ф.} = \frac{r_v}{R_{в.ф.} \cdot \eta_v} = \frac{46,51}{4,6 \cdot 0,44} = 22,83 \text{ шт}$$

Таким образом, окончательно принимается к установке 24 вертикальных стержней, расположенных по контуру механосборочного цеха.

– Уточнение сопротивления вертикальных заземлителей при количестве вертикальных заземлителей равных 24 шт:

Коэффициент использования вертикальных заземлителей исходя из [27, табл.8.2] определяется: $\eta'_v = 0,5$.

$$R'_{в.ф.} = \frac{r_v}{\eta'_v \cdot N_{в.ф.}} = \frac{46,51}{0,5 \cdot 24} = 3,87 \text{ Ом}$$

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		164

(4 Ом) $R_{эз} > R'_{в.ф}$ (3,87 Ом), следовательно, заземляющее устройство будет эффективным.

Окончательный план выполнения заземляющего устройства цеха представлен на рисунке П.2, а так же схема защитного заземления трансформаторной подстанции механосборочного цеха представлена на рисунке П.3.

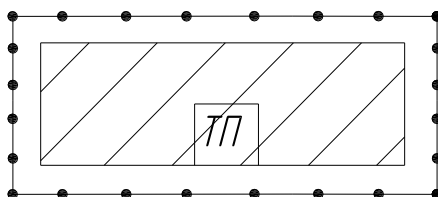


Рисунок П.2 – План заземляющего устройства цеха

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
						165
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

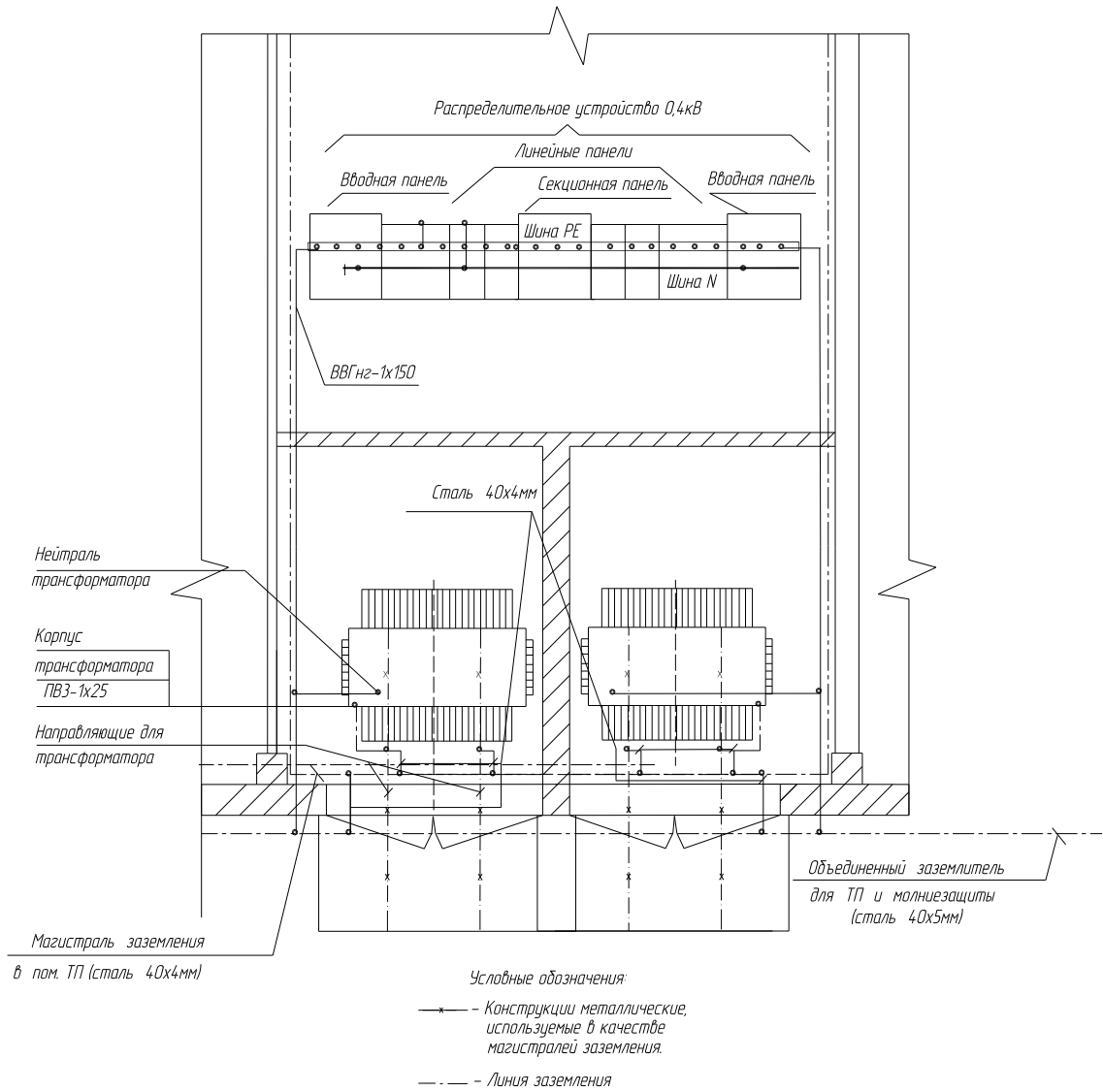


Рисунок П.3 – Схема защитного заземления трансформаторной подстанции цеха термической обработки комплектующих частей

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		166

					130302.2017.509 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		167