

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение восточной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2018 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 2018 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ П.Т. Алиев
« ___ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

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

1 План генеральный восточной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
4 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике	– 1 лист

Всего 6 листа(ов)

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2018 г.

Руководитель

_____ И.П. Титов
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ П.Т. Алиев
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Введение	22.03.18	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	22.03.18	
3 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	14.02.18	
4 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	24.03.18	
5 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	25.02.18	
6 Выбор и обоснование схемы внешнего электро-снабжения	03.03.18	
7 Выбор и обоснование схемы внутриводского электроснабжения	10.03.18	
8 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	15.03.18	
9 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.03.18	
10 Компенсация реактивной мощности	06.04.18	
11 Расчет показателей качества напряжения	13.04.18	
12 Релейная защита и автоматика	25.04.18	
13 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.04.18	
14 Заключение	30.04.18	
15 Библиографический список	02.05.18	
16 Пояснительная записка	12.05.18	
17 Графическая часть	20.05.18	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

П.Т. Алиев

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Алиев П.Т. Электроснабжение восточной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2018. – 135 с., 27 илл., 45 табл. библиогр. список – 43 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Задача настоящей выпускной квалификационной работы заключается в проектировании системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода, обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживания в течении всего срока службы.

Трубопрокатный завод относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 14 цехов с суммарной установленной мощностью 61 МВт. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

Согласно исходным данным на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжении 35 и 110 кВ, равноудаленных от предприятия.

В работе представлены все основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленного предприятия, а именно расчет электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых трансформаторных подстанций, выбор рационального напряжения и схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, расчет показателей качества электроэнергии, выбор электрооборудования и т.д.

Выбор рационального напряжения внутреннего электроснабжения, в виду его неоднозначности, производится путем сравнения техника-экономических показателей радиальной и магистральных схем на напряжение 10 кВ. По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанций, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился дешевле на 52 % в сравнении с радиальной схемой подключения цеховых ТП.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках и экономической деятельности предприятия.

Приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понизительной подстанции типа ТРДН-25000/110.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ							
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение восточной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Алиев			В				К	Р	3	135	
Пров.	Титов			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭСССЭ»								
Н. контр.	Аверина											
Утв.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	7
ВВЕДЕНИЕ	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	9
Выводы по разделу	15
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	17
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	23
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок	23
Выводы по разделу 1	29
2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	30
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	30
Выводы по разделу 2	35
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	36
Выводы по разделу 3	38
4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	39
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	40
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	40
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	5.....

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

8.2	Выбор выключателей КРУ и РП	72
8.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	72
8.4	Выбор трансформаторов напряжения	74
8.5	Выбор комплектных трансформаторных подстанций	76
8.6	Выбор устройства плавного пуска для электродвигателей.....	77
8.7	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	78
8.8	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	79
8.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	80
8.10	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....	81
	Выводы по разделу 8	81
9	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	82
	Выводы по разделу 9	91
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	
10.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	92
10.2	Расчет колебаний напряжения.....	99
10.3	Расчет несимметрии напряжения.....	99
10.4	Расчет провала напряжения при пуске двигателей.....	101
	Выводы по разделу 10	102
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-25000/110/10/10	
11.1	Дифференциальная защита	103
11.2	Защита от перегруза на НН.....	110
11.3	МТЗ с выдержкой времени на НН	111
11.4	МТЗ с выдержкой времени на ВН.....	113
11.5	Газовая защита	115
11.6	Защита от перегрева	116
	Выводы по разделу 11	116
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1	Обоснование выбора месторасположения ГПП	117
12.2	Основные габариты и разрывы.....	117
12.3	Основные требования к установке трансформаторов.....	118
12.4	Безопасный осмотр высоко расположенных токоведущих частей ...	118
12.5	Проходы и проезд на ОРУ	119
12.6	Правила окраски токоведущих частей	119
12.7	Перечень защитных средств, необходимых на ГПП	119
12.8	Требования к устройству дверей и оснащению их замками.....	120
12.9	Электробезопасность.....	120
12.9.1	Установка заземляющих ножей, блокировка приводов коммутационной аппаратуры	120
12.9.2	Расчет защитного заземления ГПП.....	121
12.9.3	Устройства сигнализации и контроля изоляции	126
12.10	Расчет освещения открытого распределительного устройства	127

12.11 Пожарная безопасность.....	128
12.12 Расчет молниезащиты.....	129
Выводы по разделу 12	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	132
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	133

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 31174 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 29810 кВт (2хРТП по 2500 кВт, 4хСД по 630 кВт, 4хСД по 2000 кВт, 2хСД по 800 кВт, 2хСД по 1600 кВт, 2хАД по 800 кВт, 2хКВПП по 1400 кВт, 4хКВПП по 460 кВт, 2хКВПП по 825 кВт.).

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

4 Активная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 30463 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: расчетный $\text{tg}\varphi=0,10$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,12$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-95/16.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 10,7 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 250, 400, 630, и 1000 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – есть.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 95, 185, 240 и 300 мм².

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В настоящее время электропромышленность России имеет собственное производство низковольтных аппаратов и низковольтных комплектных устройств распределения электроэнергии и управления электроприводами (НКУ) в номенклатуре, достаточной для комплектования промышленных предприятий, объектов энергетики и нефтегазовой промышленности, жилищно-коммунального хозяйства и т. д. Практически у всех известных российских производителей электротехнической продукции имеются свидетельства о соответствии стандартам ИСО 9000, а также в обязательном порядке сертификаты соответствия стандартам, определяющим технические требования к изделиям. Но несмотря на то, что официально статус российской низковольтной аппаратуры (НВА) и НКУ соответствует требованиям мирового уровня, на практике это не совсем так. Для того чтобы понять, что в действительности представляет собой российское низковольтное аппаратостроение и на что в перспективе оно может рассчитывать, нужно рассмотреть его в сравнении с ведущими зарубежными электротехническими компаниями.

Начнем с констатации факта, что в России нет ни одной электротехнической фирмы, которая была бы способна изготовить весь набор НВА, необходимый для комплектования НКУ, в отличие от ведущих западных компаний, таких как Siemens, ABB, Schneider Electric, Moeller. Также нет ни одного производителя, специализирующегося на производстве автоматических выключателей или пускателей, включая тепловые реле, по всему ряду номинальных токов.

За последние 10 лет значительно сократилось строительство электростанций за рубежом, и западные компании обращают всё большее внимание на Россию, где отечественные производители электрооборудования часто проигрывают тендеры, в первую очередь, из-за невозможности обеспечить выполнение заявленных технических требований. Поэтому всё больше частных компаний при строительстве офисных зданий и промышленных объектов отдают предпочтение продукции иностранных электротехнических фирм.

В чем же причина создавшегося положения? До 1991 г. в СССР все производители электротехнической продукции были объединены в одну фирму – Министерство электротехнической промышленности. С середины шестидесятых годов в течение 25 лет под эгидой Минэлектротехпрома СССР было создано действующее и по настоящее время с незначительными изменениями производство НВА и НКУ. За те годы разработаны автоматические выключатели серии «ВА» и освоено их производство, по лицензии французской фирмы Telemecanique построен завод в г. Александрия (Украина) по производству пускателей серии «ПМЛ». В тот же период были созданы два крупных инженерных центра: ВНИИ Электроаппарат в Харькове, который специализировался в основном на разработке аппаратов защиты, в первую очередь автоматических выключателей, и ВНИИР в г. Чебоксары, разработки которого охватывали широкую номенклатуру низковольтных изделий, включая пускатели, реле управления, низковольтные комплектные устройства, регулируемые электроприводы и устройства релейной защиты.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

Несмотря на то, что к концу 80-х годов технический уровень отечественного низковольтного электрооборудования всё же отставал от уровня западных изделий, Минэлектротехпром обладал при поддержке государства достаточными ресурсами, чтобы проинвестировать новые разработки и новые технологии.

Распад СССР привел к развалу Минэлектротехпрома. В результате в России вместо одной крупной электротехнической фирмы появилось множество сравнительно небольших предприятий, каждое из которых само по себе оказалось неспособным осуществлять какие-либо крупные инвестиции в разработку и освоение производства новых изделий. Положение усугубляется еще по следующим причинам:

- действующее на заводах механооборудование устарело и малопродуктивно, в результате отсутствует возможность внедрения передовых технологий;
- резкий спад производства, примерно в три раза, и соответственно снижение прибыли, лишили производителей НВА возможности делать какие-либо серьезные инвестиции в модернизацию производства.

ВНИИ Электроаппарат оказался в другом государстве, а ВНИИР, лишившись централизованных инвестиций, чтобы выжить, стал научно-производственным объединением, которому выгодно иметь в большинстве случаев собственное производство разрабатываемых им изделий.

Как известно, автоматические выключатели и пускатели – это базовые комплектующие для НКУ, поэтому произведем сравнительный анализ этих аппаратов, изготавливаемых в России, и аналогичных изделий иностранных фирм, представленный в таблице А.

Таблица А – Перечень изготавливаемых на российских предприятиях автоматических выключателей [1]

Завод-изготовитель	Шкала номинальных токов автоматических выключателей, А									
	25	31,5	40	50	63	100	160	250	400	630
	Тип выключателя									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Дивногорский завод низковольтной аппаратуры					АЕ 2040-10Б	ВА 57-31	А37	ВА 57-35 ВА57 Ф-35		ВА 57-39
Октябрьский завод низковольтной аппаратуры		ВА 16-26 ВА 51-26			ВА 23-29					
НВА, Новосибирск	ВА 51-25					АЕ 2050				
НВА, Черкесск	АЕ 2530 ВА 51-25				АЕ 2040 ВА 19-29 ВА 23-29					
Электроаппарат, Тирасполь	АЕ100				АЕ 2044					

Продолжение таблицы А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Электроаппарат, Курск	ВА 13-25	ВА14- 26	А63	АК50 Б	АЕ 2040 АК63 ВА 13-29 ВА 21-29 АП 50Б	ВА 21-29				
Контактор, Ульяновск							А3790			А3790У ВА 51-39
							ВА04-36 ВА06-36	ВА 04-36		
НПО «ХЭМЗ»							А3700			
Ангарский эл.мех. завод						ВА 55-31	ВА 57-33	ВА 51-35		
Нововятский механический завод, Киров									ВА 51-37	

В таблицу А не вошли выключатели модульной конструкции. Автоматические выключатели на токи свыше 630 А и до 2500 А изготавливаются в ОАО «Контактор», г. Ульяновск.

В таблице Б приведены технические параметры выключателей, которые используются на токи до 630 А. На основании таблицы можно сделать вывод, что выключатели массового применения, такие как АП-50Б, ВА51-25 и АЕ20-46М, при токах до 25 А имеют недопустимо низкие параметры по предельной коммутационной способности. Сам факт, что такие выключатели все-таки работают и выполняют функции защиты, в основном объясняется малой вероятностью короткого замыкания на близком расстоянии от выходных зажимов выключателей. На фоне данных, приведенных в таблице Б, кажется неправдоподобным параметр по стойкости к токам короткого замыкания равный 100 кА для выключателей на 25 А производства таких фирм, как Moeller или Schneider Electric. Конечно, выключатель на 25 А не способен разорвать дугу в 100 кА, но конструкция контактной системы у этих выключателей такова, что в начальном периоде короткого замыкания создается магнитное поле, ускоряющее размыкание контактов и способствующее гашению дуги.

Кроме оговоренных в технической информации сравнительно низких технических параметров отечественных выключателей, при эксплуатации сталкиваются с отклонением этих параметров в худшую сторону. Например, выключатель ВА51-25 предназначен для защиты электродвигателей, в т. ч. от перегрузки, но на практике к этому аппарату доверия нет (слишком часто он не выполняет свои функции), и эксплуатационники вынуждены в комплект аппаратов для защиты и управления асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором включать тепловое реле.

Наличие такого реле позволяет обеспечить более гарантированную защиту от перегрузки. Однако возможен такой вариант, когда по каким-либо причинам выключатель не сработает при коротком замыкании и тогда эти функции выполняет тепловое реле, отключающее пускатель.

В этом случае возможны более значительные разрушения, чем при сгорании выключателя, так как пускатель не имеет оболочки и его аварийное отключение при токах короткого замыкания может привести к пожару.

Таблица Б – Основные технические параметры выключателей на токи до 630 А

Тип выключателя	Номинальный ток максимального расцепителя, А	Предельная коммутационная способность, кА	Уставка по току срабатывания в зоне короткого замыкания	Стоимость, руб.
АП50Б	1,6–63	0,3–6,0	3,5, 10	519-1173
ВА51-25	0,3–25,0	1,5–3	7, 10, 14	674-2800
ВА21-29	0,6–63	10, 20	6, 12	796-3400
АЕ20-46М	0,6–63	0,8–5,0	12	528-1293
ВА57-31	16–25 31,5–100	4–25 40	12	1260-1573
ВА57-35	16–25 31,5–50 63–125 160–250	3,5–9 10 15–35 40	16 15 12,5 10	1573-7382
ВА04-36	40–250	18	12	3306-9460
ВА51-39	630	35	12	10229
BZM1 (Moeller) [2]	16-100	25-100	8-12	5275-5381
Compact NS (Schneider Electric) [3]	15-630	25-200	5-10	7999-92630
Formula A (ABB) [4]	15-125 125-250 320-630	2,5-36 18, 25, 36 36, 50	10	3804-62325

Анализ данных, приведенных в таблице Б показывает, что у всех выключателей, начиная со 100 А (ВА57-31, ВА57-35, ВА04-36 и ВА51-39), имеется фиксированное значение уставки по току срабатывания в зоне короткого замыкания, равное или более $12 I_N$. На практике это означает, что сечение кабеля необходимо выбирать с учетом ожидаемого тока короткого замыкания, в результате чего в ряде случаев расчетное значение сечения кабеля может оказаться в 2–3 раза выше сечения, соответствующего номинальному току нагрузки.

Западные фирмы решили эту задачу другим способом. Они производят выключатели от 100 А и выше, которые предназначены для защиты распределительных сетей. Такие аппараты обладают возможностью регулирования уставки по току срабатывания в зоне короткого замыкания.

В нашей стране ситуация совершенно иная. В диапазоне больших токов для комплектования распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций (КТП) в массовом порядке применяются выключатели выдвижного типа на токи от 250 А до 1600 А, преимущественно серии «ВА», на токи от 2500 А до 4000 А – серии «Электрон».

При этом регулируемые расцепители в зоне перегрузок и коротких замыканий имеют выключатели, начиная с габарита 1000 А (ВА53-41, ВА55-41), с расцепителями на токи 1000 А, 630 А, 400 А, 250 А, 160 А. И только эти выключатели имеют исполнения с селективной защитой и исполнение с защитой от тока короткого замыкания на землю. У выключателей массового применения, таких как ВА51-39 и ВА57-35 (ВА04-36), фиксированные значения отсечек.

Особый разговор о выключателях типа «Электрон». Возьмем хотя бы весогабаритные показатели. «Электрон» на 4000 А, устанавливаемый в распределительных щитах комплектных трансформаторных подстанций (КТП) с силовым трансформатором 2500 кВА, весит около 200 кг. В отличие от него вес выключателей ведущих зарубежных фирм, например аппарата Masterpact фирмы Schneider Electric, на тот же ток составляет не более 90 кг. Исходя из этого всё большее число заказчиков считают оправданным использование в распределительных щитах в качестве вводных и секционных выключателей аппараты таких фирм, как Schneider Electric или Siemens.

Вышеизложенный анализ технического уровня изготавливаемых в России автоматических выключателей позволяет сделать однозначный вывод: имеется настоятельная необходимость в разработке и освоении производства современных серий этих аппаратов. Практически эту задачу нужно решить либо покупкой лицензии на производство низковольтной электротехнической продукции, либо разработкой и освоением производства собственными силами.

Имеющаяся на сегодняшний день информация по конъюнктуре, которая сложилась на рынке низковольтного аппаратостроения, а также уже накопленный опыт деловых контактов с иностранными фирмами позволяют сделать вывод, что вариант с покупкой лицензий вряд ли может быть реализован по следующим основным причинам: рост уровня автоматизации производства и соответственно увеличение производительности труда привели в европейских странах к концентрации производства электрооборудования в нескольких крупных фирмах, созданных за последние 10-15 лет за счет слияния многочисленных известных электротехнических фирм. Так, например, концерн АВВ сейчас включает в себя следующие, ранее самостоятельно существовавшие электротехнические фирмы: BBC (Швейцария, Германия), ASEA (Швеция), Stromberg (Финляндия), SACHE (Италия). В компанию Schneider Electric вошли такие фирмы, как Merlin Gerin, Modicon, Square D, Telemecanique.

Слияние фирм неизбежно приводит к закрытию ряда заводов бывших самостоятельных фирм. Созданные на сохранившихся заводах роботизированные комплексы с высокой производительностью труда привели к перепроизводству таких аппаратов, как автоматические выключатели и пускатели. Положение усугубляется еще и тем, что западные фирмы создали совместные производства аппаратов в Китае, который, в свою очередь, сумел на базе накопленного опыта совместного производства организовать собственное производство всей гаммы автоматических выключателей и сейчас вытесняет европейские фирмы не только с китайского рынка, но и со всего азиатского, и уже сделаны первые шаги по проникновению на российский рынок; при гипотетическом положительном решении

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

о покупке лицензии на производство автоматических выключателей и (или) пускателей российская электротехническая промышленность столкнулась бы со следующими проблемами: конструкция аппаратов зарубежных компаний разработана из расчета их изготовления с использованием роботизированных комплексов с исключением возможности использования отверточной технологии при их сборке; использование роботов влечет за собой повышенные требования к технологической оснастке и к исходным материалам, в первую очередь к пластмассам. В этом случае отклонение от заданных размеров недопустимо, а операции по контролю параметров составляют около 15% от общей трудоемкости при условии, что все материалы проходят входной контроль даже при наличии сертификатов соответствия.

В результате для освоения производства аппаратов по лицензии иностранных фирм, кроме современного технологического оборудования, необходимо сверхточное оборудование для изготовления технологической оснастки, специальное оборудование для проверки точности изготовления этой оснастки и оборудование для осуществления входного контроля материалов.

Учитывая вышеизложенное, не только возможность, но и целесообразность покупки лицензии на производство аппаратов ставится под сомнение. Исключив целесообразность покупки лицензий, необходимо отметить, что в России имеется возможность самостоятельно разработать современную серию пускателей и тепловых реле, так как институт ВНИИР в г. Чебоксары имеет квалифицированных специалистов и современную опытно-экспериментальную базу.

Такие заводы-изготовители, как ульяновский «Контактор» и курский «Электроаппарат», способны самостоятельно либо выполнить модернизацию изготавливаемых аппаратов, либо разработать и освоить производство одной или двух величин выключателей. Но даже если бы был решен вопрос о выполнении опытно-конструкторских работ, то для создания на российских заводах современного производства автоматических выключателей или пускателей потребовалось бы произвести полную замену имеющегося механооборудования как непосредственно в производстве аппаратов, так и в производстве инструмента и технологической оснастки.

Что касается качества и надежности автоматических выключателей, то можно составить своеобразный рейтинг компаний-производителей:

– АВВ. Шведско-швейцарская компания, которая по праву считается лидером в области производства электротехнической продукции. На сегодняшний день автоматические выключатели АВВ являются наиболее качественными, долговечными и безопасными в использовании.

– Legrand. Страна производитель – Франция. Автоматические выключатели данной фирмы не уступают по качеству марке АВВ. По стоимости автоматы примерно такие же, собственно, как и по надежности.

– Schneider Electric. Данный производитель уже очень давно обосновался на российском рынке электротехнической продукции и имеет множество положительных отзывов.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

– General Electric. Американский производитель силовых автоматов и другой электротехнической продукции, которого также можно назвать одним из лучших по качеству.

– Siemens. Компания Сименс специализируется не только на выпуске автоматики, но также имеет широкий ассортимент моделей для промышленного и бытового применения. Качество уже несколько хуже, чем у тройки лидеров, но все же является очень высоким. Цена, также немного ниже по сравнению с вышеуказанными производителями.

– Moeller. Немецкая фирма, удачно конкурирующая с таким мировым гигантом, как АBB. Несмотря на то, что в 2007 году Moeller была выкуплена американской Eaton Corporation, на качестве и надежности продукции это не отобразилось в худшую сторону. Автоматические выключатели фирмы Moeller соответствуют всем мировым стандартам и пользуются высокой популярностью.

Среди отечественных производителей, лучшее качество у таких брендов, как:

– Контактор. Завод принадлежит фирме Legrand, поэтому качество продукции на порядок выше, чем у остальных отечественных брендов. В то же время стоимость автоматов «Контактор» примерно такая же, как и у продукции европейских производителей.

– КЭАЗ. Продукция курского завода имеет среднее качество и примерно такую же цену. В линейке автоматических выключателей можно найти модель на любой номинальный ток, в то же время гарантия на автоматы 2 года, что дополнительно свидетельствует о хорошей надежности изделий.

– IEK. Российская компания, которая изготавливает автоматы сомнительного качества. Недостаток продукции IEK в том, что при перетяжке прижимных винтов пластиковый корпус может разойтись. В то же время АВ гудят, даже если нагрузка далеко не критическая. Несмотря на свои недостатки, автоматические выключатели IEK пользуются высоким спросом на рынке России и Украины, что связано с низкой стоимостью автоматики данного производителя.

– DEKraft. Невысокая стоимость оправдывает не слишком хорошее качество, по сравнению с мировыми производителями. В то же время автоматы соответствуют всем российским стандартам и даже используются в строительстве бюджетных промышленных объектов.

Выводы по разделу

В результате распада СССР в России вместо одной крупной электротехнической фирмы появилось множество небольших предприятий, каждое из которых само по себе оказалось неспособным осуществлять крупные инвестиции в разработку и освоение производства новых изделий. Поэтому в стране нет ни одной фирмы, специализирующейся на производстве автоматических выключателей по всему ряду номинальных токов. Действующее на заводах оборудование устарело и малопродуктивно, в результате отсутствует возможность внедрения передовых технологий. Поэтому имеется настоятельная необходимость в разработке и освоении производства современных серий этих аппаратов.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

Таким образом, анализируя соотношение цена-качество рассмотренных автоматических выключателей отечественных и зарубежных производителей, останавливаем свой выбор на автоматических выключателях производства завода «Контактор» г.Ульяновск , которые будут применяться при реализации схемы электроснабжения ремонтно-механического цеха.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [5]. В системе электропитания предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электропитания.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно отделение крупных редукторов. В данном отделении находится 51 электроприемников общей номинальной мощностью 1253,0 кВт. Для их питания устанавливается 1 распределительный шинопровод ШП-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{\text{иа}}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [6]. Зная $\cos\varphi$, определяем $\text{tg}\varphi$.

Далее для каждой группы однотипных электроприемников находим средние мощности

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

$p_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт;

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 4 токарно-винторезных станков, получающих питание от ШП-1.

$$P_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10,0 = 4,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10,0 \cdot 1,73 = 8,3 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}, \quad (1.3)$$

где n – реальное число электроприемников;

$p_{\text{ном}i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

17

$$n_3 = \frac{1253^2}{36689} = 43.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}, \quad (1.4)$$

где $k_{\text{иа}i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

$$K_{\text{иа}} = \frac{158,6}{1253} = 0,13.$$

Средневзвешенное значение $\text{tg}\varphi$ определяем по выражению:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}, \quad (1.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

$$\text{tg}\varphi = \frac{298,8}{158,6} = 1,88.$$

По полученному значению $\text{tg}\varphi$ находим значение $\cos\varphi$.

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [7] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$

$K_{\text{рр}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.6) – (1.8) составят

$$P_p = 1,28 \cdot 158,6 = 202,9 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{43}} = 1,03.$$

$$Q_p = 1,03 \cdot 258,6 \cdot 1,88 = 306,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

$$S_p = \sqrt{202^2 + 306,4^2} = 367,5 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.10)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$I_p = \frac{367,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 558,4 \text{ А.}$$

Для питания электроприемников в отделении устанавливается распределительный шинопровод алюминиевый ШРА-73 марки АД0 сечением 5x80x4000 [8].

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 1.1). Все ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, распределяем по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми k_{ia} и $\cos\phi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [5].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P ² _{ном} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену						
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар			
																	a	b	c	a	b	c	
Отделение сварки																							
ОЭП, подключенные на U _л :																							
24 Машина точечной сварки	75,0	300,0	4	22500	75,0			a	0,89	0,38	66,8							20,0			8,6		
							b	0,11	0,96		8,3								2,5			21,6	
						75,0	b	0,89	0,38		66,8			0,30	0,60	1,33		20,0			8,6		
							c	0,11	0,96		8,3								2,5			21,6	
							c	0,89	0,38		133,5								40,1			17,1	
						150,0	a	0,11	0,96	16,5								5,0			43,2		
Итого по ОЭП, подключенные на U _л :		300,0	4	22500	75,0	75,0	150,0											25,0	22,5	42,5	51,8	30,2	38,7
ОЭП, подключенные на U _ф :																							
22 Покрасочная-сушильная установка	19,0	38,0	2	722							19,0	38,0		0,35	0,95	0,33		6,7	13,3	0,0	2,2	4,4	0,0
23 Сварочный трансформатор	24,5	73,5	3	1801							73,5	49,0	24,5	0,22	0,60	1,33		16,2	10,8	5,4	21,6	14,4	7,2
Итого по ОЭП, подключенные на U _ф :		111,5	5	2486							92,5	87,0	24,5					22,9	24,1	5,4	23,7	18,7	7,2
Всего по ОЭП:		411,5	9	24986	75,0	75,0	150,0				92,5	87,0	24,5	0,24	0,69	1,05		47,9	46,6	47,9	75,5	48,9	45,9

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{A0})}, \quad (1.11)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{A0})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.12)$$

где $k_{\text{иа}}$ и $k'_{\text{иа}}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(\text{AB})}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(\text{CA})}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(\text{A0})}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{\text{AB(A)}}, k_{\text{CA(A)}}, q_{\text{AB(A)}}, q_{\text{CA(A)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в сварочном отделении:

$$P_{\text{срА}} = 75 \cdot 0,89 \cdot 0,30 + 150 \cdot 0,11 \cdot 0,3 + 19 \cdot 0,35 + 73,5 \cdot 0,22 = 47,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 75 \cdot 0,38 \cdot 0,3 + 150 \cdot 0,96 \cdot 0,3 + 19 \cdot 0,35 \cdot 0,33 + 73,5 \cdot 0,22 \cdot 1,33 = 75,5 \text{ квар.}$$

Условная трехфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.13)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.14)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.15) – (1.16) получаем:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot 47,9 = 143,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot 75,5 = 226,5 \text{ квар.}$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{AB})} + P_{(\text{AC})}) + P_{\text{A0}}}. \quad (1.15)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{47,9}{\frac{1}{2}(75,0 + 150,0) + 92,5} = 0,24.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и $\text{tg}\varphi$ по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем

$$n_{\text{э}} = \frac{3754,3^2}{150169} = 94.$$

$$K_{на} = \frac{912,4}{3754,3} = 0,24.$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{1287}{912,4} = 1,41.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{номи}, \quad (1.16)$$

$$Q_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{номи} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.17)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{р.ц} = 0,67 \cdot 912,4 = 611,3 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.ц} = 0,67 \cdot 912,4 \cdot 1,41 = 862,5 \text{ квар.}$$

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

$$P_{р.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (1.18)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт/м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.19)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{р.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 961 = 13,0 \text{ кВт,}$$

$$Q_{р.осв} = 13,0 \cdot 0,33 = 4,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{р.ц} = \sqrt{(P_{р.ц} + P_{р.осв})^2 + (Q_{р.ц} + Q_{р.осв})^2}. \quad (1.20)$$

$$S_{p.c} = \sqrt{(611,3 + 13,0)^2 + (862,5 + 4,3)^2} = 1068,2 \text{ кВА.}$$

Для питания электроприемников устанавливается магистральный шинопровод алюминиевый ШМА4-2500 марки АД0 сечением 2(10x120) [9].

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (1.1) – (1.20) приведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I-III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp} = K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{pa} находятся из [7]. Следует отметить, что при $K_{наi} \cdot p_{номи} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающие такие узлы, будут иметь значения не превышающие 50 – 70 мм², а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{pa} = 1$, тогда расчетные активная и реактивные мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчета электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

В качестве примера произведем расчет для шлакоплавильного цеха

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (1.25)$$

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Справочные данные			Расчетные величины			Расчетная мощность			I _p , А					
По заданию технологов				k _{иа}	cosφ	tgφ	k _{иа} · P _{ном} , кВт	k _{иа} · P _{ном} · tgφ, квар	n · p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{рр}		K _{ра} · k _{иа} · P _{ном} , кВт	K _{рр} · k _{иа} · P _{ном} · tgφ, квар	S _p , кВА		
Наименование электроприемников и узлов	N _{Эп}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму																
1	2	P _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																		
1 Токарно-винторезный станок	4	10,0	40,0	0,12	0,50	1,73	4,8	8,3	400									
2 То же	4	15,0	60,0	0,15	0,45	1,98	9,0	17,9	900									
3 То же	9	28,0	252,0	0,12	0,50	1,73	30,2	52,4	7056									
4 Карусельный станок	14	28,0	392,0	0,12	0,45	1,98	47,0	93,4	10976									
5 То же	2	40,0	80,0	0,15	0,50	1,73	12,0	20,8	3200									
6 То же	3	35,0	105,0	0,15	0,50	1,73	15,8	27,3	3675									
7 Горизонтально-расточной станок	6	7,0	42,0	0,12	0,45	1,98	5,0	10,0	294									
8 То же	3	14,0	42,0	0,14	0,45	1,98	5,9	11,7	588									
9 Продольно-строгальный станок	6	40,0	240,0	0,12	0,45	1,98	28,8	57,2	9600									
Итого силовой нагрузки по ШР-1	51	7,0-40,0	1253,0	0,13	0,47	1,88	158,6	298,8	36689	43	1,28	1,03	202,9	306,4	367,5	558,4		
ШР-2 (ШРА-73 АД0 5x50x4000)																		
10 Долбежный станок	2	28,0	56,0	0,12	0,50	1,73	6,7	11,6	1568									
11 Горизонтально-фрезерный станок	2	10,0	20,0	0,15	0,45	1,98	3,0	6,0	200									
12 Вертикально-фрезерный станок	3	10,0	30,0	0,12	0,45	1,98	3,6	7,1	300									
13 Продольно-фрезерный станок	2	30,0	60,0	0,12	0,45	1,98	7,2	14,3	1800									
14 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,12	0,50	1,73	3,8	6,5	142									
15 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122									
16 Мостовой кран	2	81,0	162,0	0,22	0,50	1,73	35,6	61,7	13122									
Итого силовой нагрузки по ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,20	0,54	1,55	77,5	120,5	17253	9	1,43	1,06	110,8	127,3	168,8	256,4		
ШР-3 (ШРА-73 АД0 5x50x4000)																		
22-24 Однофазная нагрузка	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986									
Итого силовой нагрузки по ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986	7	1,38	1,06	198,3	160,5	255,1	387,6		
ШР-4 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																		
17 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,14	0,50	1,73	4,4	7,6	142									
18 То же	6	14,0	84,0	0,12	0,45	1,98	10,1	20,0	1176									
19 Вертикально-фрезерный станок	9	7,0	63,0	0,15	0,50	1,73	9,5	16,4	441									
20 Горизонтально-фрезерный	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700									
21 Пресс гидравлический	4	4,5	18,0	0,15	0,50	1,73	2,7	4,7	81									
25 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122									
26 Мостовой кран	3	71,0	213,0	0,50	0,50	1,73	106,5	184,5	15123									
Итого силовой нагрузки по ШР-4	42	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263,0	17784	14	1,04	1,04	165,5	274,5	320,5	487,0		
ШР-5 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																		
27 Камерная печь	2	75,0	150,0	0,12	0,60	1,33	18,0	24,0	11250									
28 То же	2	60,0	120,0	0,15	0,60	1,33	18,0	24,0	7200									
29 То же	4	30,0	120,0	0,12	0,60	1,33	14,4	19,2	3600									
30 Электропечь цементная	3	75,0	225,0	0,70	0,80	0,75	157,5	118,1	16875									
31 Шахтная отпускная печь	3	36,0	108,0	0,50	0,65	1,17	54,0	63,1	3888									

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

24

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Итого силовой нагрузки по ШР-5	14	36,0-75,0	723,0	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813	12	1,06	1,05	277,6	260,3	380,6	578,2
ШР-6 (ШРА-73 АД0 5x80x4000)																
32 Отпускная печь	5	40,0	200,0	0,12	0,60	1,33	24,0	32,0	8000							
33 Пресс гидравлический	7	2,8	19,6	0,20	0,60	1,33	3,9	5,2	55							
34 Дробомерная очистительная камера	7	15,0	105,0	0,35	0,65	1,17	36,8	43,0	1575							
35 Закалочный станок	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700							
36 То же	9	2,8	25,2	0,14	0,45	1,98	3,5	7,0	71							
37 Вентилятор	12	4,5	54,0	0,65	0,80	0,75	35,1	26,3	243							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	47	2,8-40,0	473,8	0,24	0,65	1,17	111,7	130,2	10643	21	1,07	1,04	119,5	134,9	180,2	558,4
Ремонтно-механический цех																
ШМА4-2500-44 2(10x120)																
1 ШР-1	51	7,0-40,0	1253	0,13	0,47	1,88	158,6	298,8	36689							
2 ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,2	0,54	1,55	77,49	120,5	17253							
3 ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,24	0,69	1,05	143,7	226,5	24986							
4 ШР-4	42	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263	17784							
5 ШР-5	14	36,0-75,0	723	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813							
6 ШР-6	47	2,8-40,0	473,8	0,24	0,65	1,17	111,7	130,2	10643							
Всего силовой нагрузки по РМЦ	187	2,8-81,0	3754,3	0,24	0,58	1,41	912,4	1287	150169	94	0,67	0,67	611,3	862,5	1057,2	1606,3
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=961 \text{ м}^2$			13,0	0,90	0,95	0,33							13,0	4,3		
Итого с учетом освещения	187	2,8-81,0	3767,3	0,51	0,58	1,40	1937	2705	150169	95	-	-	624,3	866,8	1068,2	1623,0

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов трубопрокатного завода

Наименование цехов и узлов СЭС	P _{ном} , кВт	n _{эф}	P _{ном} , кВт	K _{на}	cosφ	tgφ	P _c , кВт	Q _c , квар	K _{ра}	P _p , кВт	Q _p , квар	F _ц , м ²	P _{уд.осв.} , кВт	cosφ	tgφ	K _{сосв}	P _{росв} , кВт/м ²	Q _{росв} , квар	P _p +P _{росв} , кВт	Q _p +Q _{росв} , квар	S _p , кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Шлакоплавильный цех		18	2280	0,61	0,70	1,02	1391	1419	0,90	1252	1277	2935	0,015	0,95	0,3	0,90	40	12	1291	1289	1825
2 Газочистка		5	260	0,80	0,65	1,17	208	243	0,93	193	226	267	0,010	0,95	0,3	0,80	2	1	196	227	299
3 Блок очистки стоков		21	1870	0,40	0,80	0,75	748	561	0,85	636	477	493	0,015	0,95	0,3	0,75	6	2	641	479	800
4 Трубопрокатный цех		233	14700	0,55	0,65	1,17	8085	9452	0,76	6145	7184	27097	0,010	0,95	0,3	0,90	244	73	6388	7257	9668
5 Кислородная		16	630	0,80	0,65	1,17	504	589	0,90	454	530	493	0,010	0,95	0,3	0,80	4	1	458	532	701
6 Вальце-инструментальный		60	2630	0,40	0,75	0,88	1052	928	0,70	736	649	4072	0,015	0,95	0,3	0,90	55	16	791	666	1034
7 РМЦ		94	3754	0,24	0,58	1,41	901	1271	0,67	604	852	961	0,015	0,95	0,3	0,90	13	4	617	856	1055
8 Компрессорная		8	510	0,80	0,65	1,17	408	477	0,91	371	434	361	0,020	0,95	0,3	0,80	6	2	377	436	576
9 Электроцех		52	1330	0,35	0,60	1,33	466	621	0,70	326	434	1532	0,020	0,95	0,3	0,90	28	8	353	443	567
10 Блок складов		14	410	0,20	0,65	1,17	82	96	0,91	75	87	2834	0,020	0,95	0,3	0,60	34	10	109	97	146
11 Насосная		18	1910	0,80	0,60	1,33	1528	2037	0,90	1375	1834	493	0,010	0,95	0,3	0,75	4	1	1379	1835	2295
12 Пилорама		17	280	0,20	0,59	1,38	56	77	0,80	45	62	1983	0,015	0,95	0,3	0,80	24	8	69	70	98
13 Транспортный цех		47	220	0,60	0,80	0,75	132	99	0,85	112	84	493	0,015	0,95	0,3	0,80	6	2	118	86	146
14 АБК		100	390	0,60	0,65	1,17	234	274	0,80	187	219	1392	0,010	0,95	0,3	0,80	11	4	198	223	298
Освещение территории												162788	0,001	0,95	0,3	1,00	163	49	163	49	170
Итого по нагрузке 0,4 кВ		703	31174	0,51	0,66	1,15	15794	18144		12510	14350						638	192	13148	14542	19678
Нагрузка 10 кВ																					
1 Шлакоплавильный цех																					
Рудно-термические печи (РТП)	2500	2	5000	0,75	0,90	0,90	3750	3375	1,00	3750	3375										
Синхронные двигатели (СД)	630	4	2520	0,80	0,75	-0,75	2016	-1512	1,00	2016	-1512										
4 Трубопрокатный цех																					
Синхронные двигатели (СД)	2000	4	8000	0,80	0,75	-0,90	6400	-5760	1,00	6400	-5760										
Синхронные двигатели (СД)	800	2	1600	0,80	0,75	-0,90	1280	-1152	1,00	1280	-1152										
Преобразователи (КВПП)	1400	2	2800	0,60	0,75	0,90	1680	1512	1,00	1680	1512										
Преобразователи (КВПП)	460	4	1840	0,60	0,75	0,92	1104	1016	1,00	1104	1016										
Преобразователи (КВПП)	825	2	1650	0,60	0,75	0,90	990	891	1,00	990	891										
8 Компрессорная																					
Синхронные двигатели (СД)	1600	2	3200	0,80	0,75	-0,90	2560	-2304	1,00	2560	-2304										
Асинхронные двигатели (АД)	800	4	3200	0,80	0,75	0,90	2560	2304	1,00	2560	2304										
Итого по нагрузке 10 кВ		26	29810	0,66	0,92	-0,07	22340	-1630	1,00	22340	-1630								22340	-1630	
Итого по предприятию			60984	0,63	0,92	0,43	38134	16514	0,90	34850	12720						638	192	35488	12912	37764

$$R_1 = \sqrt{\frac{7058}{3,14 \cdot 1,37}} = 41 \text{ мм};$$

$$P_{p1} = P_{p.n/v1} + P_{p.v/v1} + P_{p.osv1}$$

$$P_{p1} = 1252 + 5766 + 40 = 7058 \text{ кВт}$$

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 4 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$m = \frac{69}{3,14 \cdot 4^2} = 1,37 \text{ кВт/мм}^2$$

$$\alpha_{n/vi} = 360 \frac{P_{p.n/vi}}{P_{pi}} = 360 \cdot \frac{1252}{7058} = 64 \text{ град};, \quad (1.26)$$

$$\alpha_{v/vi} = 360 \frac{P_{p.v/vi}}{P_{pi}} = 360 \cdot \frac{5766}{7058} = 294 \text{ град};, \quad (1.27)$$

$$\alpha_{осв/vi} = 360 \frac{P_{p.осви}}{P_{pi}} = 360 \cdot \frac{40}{7058} = 2 \text{ град}., \quad (1.28)$$

где $P_{pi}, P_{p.n/vi}, P_{p.v/vi}, P_{p.осви}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

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

$$X_{цэн} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (1.29)$$

$$Y_{цэн} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.30)$$

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

$$x_{\text{цэн}} = \frac{(505 \cdot 7058) + (520 \cdot 195) + \dots + (524 \cdot 118) + (73 \cdot 198)}{(7057 + 195 + \dots + 118 + 198)} = 299$$

$$y_{\text{цэн}} = \frac{(314 \cdot 7057) + (246 \cdot 195) + \dots + (287 \cdot 118) + (311 \cdot 197)}{(7057 + 195 + \dots + 118 + 197)} = 158$$

Результаты расчета по формулам (1.25) – (1.30) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{p.n/vi}$, кВт	$P_{p.osvi}$, кВт	$P_{p.v/vi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{n/vi}$, град	$\alpha_{osv/vi}$, град	$\alpha_{v/vi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Шлакоплавильный цех	7058	1252	40	5766	505	314	41	64	2	294
2 Газоочистка	195	193	2	0	520	246	7	356	4	0
3 Блок очистки стоков	642	636	6	0	503	221	12	357	3	0
4 Трубопрокатный цех	17843	6145	244	11454	184	90	64	124	5	231
5 Кислородная	458	454	4	0	24	127	10	357	3	0
6 Вальце-инструментальный цех	791	736	55	0	215	174	14	335	25	0
7 РМЦ	617	604	13	0	289	320	12	352	8	0
8 Компрессорная	5497	371	6	5120	365	118	36	24	0	335
9 Электроцех	354	326	28	0	426	123	9	332	28	0
10 Блок складов	109	75	34	0	478	171	5	248	112	0
11 Насосная	1379	1375	4	0	450	253	18	359	1	0
12 Пилорама	69	45	24	0	387	321	4	235	124	0
13 Транспортный цех	118	112	6	0	524	287	5	342	18	0
14 АБК	198	187	11	0	73	311	7	340	20	0
ИТОГО	35328	12511	475	0	299	158	-	-	-	-

Центр электрических нагрузок предприятия обозначен по координатам $x_{\text{цэн}} = 299$ м; $y_{\text{цэн}} = 158$ м.

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия: $x_{\text{гпп}} = 279$ м; $y_{\text{гпп}} = 256$ м.

Выводы по разделу 1

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, выбран символический центр электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Целью выбора трансформаторов третьего уровня системы электроснабжения предприятия является определение типа, количества, единичной мощности каждого и места размещения.

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от требований окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [10], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [11]:

- трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки;

- температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора;

- контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование;

- трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре $40 \pm 20^\circ\text{C}$ в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ				

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [12], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВА/м ² .	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

$k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_T \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов в цехе.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (2.4)$$

В общем случае мощности Q_{1p} и $Q_{p.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.ц} \end{cases} \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{p.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{p.ц}$.

2 Если оказывается, что мощность Q_{1p} меньше нагрузки $Q_{p.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{p.ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1, \quad (2.6)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}} \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.и}} \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП для кислородной, согласно выражениям (2.1) – (2.8).

Категория по надежности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторной ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{458}{2 \cdot 0,8} = 286 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 400 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 458^2} = 447 \text{ кВА.}$$

Так как

$$Q_{1p} < Q_{p.ц}.$$

$$447 < 532 \text{ квар,}$$

то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле (2.6)

$$Q_{к.н} = 532 - 447 = 85 \text{ квар.}$$

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном режиме работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{458^2 + 447^2}}{2 \cdot 400} = 0,80,$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы ТП составит 1,40 при условии отключения части нагрузки III категории по надежности электроснабжения.

Определение мощности трансформаторов электротехнологических установок (преобразователей частоты) производится из условия пропуска трансформатором полной мощности установки

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст}. \quad (2.9)$$

Полная мощность электротехнологической установки находится по формуле

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi}. \quad (2.10)$$

где $P_{э/т.уст}$ – номинальная активная мощность электротехнологической установки, кВт.

Для примера произведем выбор понижающего трансформатора для преобразователя частоты по выражениям (2.9) – (2.10)

$$S_{тпч} = \frac{1400}{0,9} = 1555 \text{ кВА.}$$

Поэтому принимаем ближайшую большую единичную мощность трансформатора, а именно принимаем к установке трансформатор типа ТСЗП [13] номинальной мощностью 1600 кВА.

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.10), представим в таблице 2.2.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов,	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/ав}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА		
1 Шлакоплавильный цех	2	1291	1289	1825	2935	0,62	2500																						
13 Транспортный цех	3	118	86	146	493	0,30	1600	РПН-2																					
Итого:		1409	1375	1971	2935	0,67	2500	3	ТМГ	1000	2	1	0,8	757	757	617,6	0,80	1,4*	1,4	10,8	0,6	5,5	16,6	82,4	135	840	850		
3 Блок очистки стоков	2	641	479	800	493	1,62	2500																						
10 Блок складов	3	109	97	146	2834	0,05	400	РПН-4																					
Итого:		750	576	946	493	1,92	2500	5	ТМГ	630	2	1	0,80	673	576	0,0	0,75	1,4*	1,0	7,6	0,6	5,5	11,7	51,9	120	628	639		
4 Трубопрокатный цех	2	6388	7257	9668	27097	0,36	2500																						
Итого:		6388	7257	9668	27097	0,36	2500	8, 9, 12, 13	ТМГ	1000	4	2	0,80	384	384	6873,1	0,80	0,9	1,4	10,8	0,6	5,5	66,5	329,6	6455	714	6494		
5 Кислородная	2	458	532	701	493	1,42	2500																						
Итого:		458	532	701	493	1,42	2500	7	ТМГ	400	2	1	0,80	447	447	85,0	0,80	1,4*	0,7	5,9	1,0	4,5	9,0	31,0	466	479	668		
6 Вальце-инструментальный цех	3	791	666	1034	4072	0,25	1600																						
Итого:		791	666	1034	4072	0,25	1600	6	ТМГ	1000	1	1	0,95	526	526	140,4	0,95	-	1,4	10,8	0,6	5,5	11,1	55,6	803	581	991		
7 РМЦ	2	617	856	1055	961	1,10	2500																						
12 Пилорама	3	69	70	98	1983	0,05	400	РПН-1																					
Итого:		685	925	1152	961	1,20	2500	2	ТМГ	630	2	1	0,80	739	739	186,0	0,80	1,4*	1,0	7,6	0,6	5,5	11,7	51,9	80	791	795		
8 Компрессорная	2	377	436	576	361	1,60	2500																						
Итого:		377	436	576	361	1,60	2500	10	ТМГ	250	2	1	0,80	134	134	302,3	0,80	1,4*	0,5	4,2	1,2	4,5	6,4	20,4	360	154	391		
9 Электроцех	3	353	443	567	1532	0,37	2500																						
Итого:		353	443	567	1532	0,37	2500	11	ТМГ	400	1	1	0,95	140	140	303,1	0,95	-	0,7	5,9	1,0	4,5	6,0	20,2	359	160	393		
11 Насосная	2	1379	1835	2295	493	4,65	2500																						
2 Газоочистка	2	196	227	299	267	1,12	2500	РПН-3																					
Итого:		1574	2062	2595	493	5,26	2500	4	ТМГ	1000	2	1	0,80	285	285	1776,9	0,80	1,4*	1,4	10,8	0,6	5,5	16,6	82,4	212	367	424		
14 АБК	3	198	223	298	1392	0,21	1000																						
Итого:		198	223	298	1392	0,21	1000	1	ТМГ	250	1	1	0,95	131	131	91,9	0,95	-	0,5	4,2	1,2	4,5	4,3	13,2	203	144	248		
Потери в эл/техн.																													
1 Шлакоплавильный цех									ЭТМПК	2800	1	2							13,5	41,0	2,6	14,9	50,5	449,3					
4 Трубопрокатный цех									ТСЗП	1600	1	2							2,3	9,0	0,9	4,8	10,4	83,7					
									ТСЗП	630	1	4							1,3	6,4	0,6	5,9	7,1	37,3					
									ТСЗП	1000	1	2							1,8	9,00	0,9	6,2	9,9	65,0					
Итого по предприятию:																						238	1374	9193	4857				

Примечание: * – в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000. \quad (2.11)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.11) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
2	1	$98 \cdot 91 = 8918$
3	2	$146 \cdot 7 = 1022$
4	3	$299 \cdot 37 = 11063$
5	4	$146 \cdot 28 = 4088$

Выводы по разделу 2

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки РПН в цехах с малой нагрузкой.

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

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

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

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [7]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ – суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средне-

взвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$ и приводится в [7].

Число присоединений $n = m + M = 15 + 12 = 27$; $K_{ИА} = 0,63$, тогда $K_{ОМ} = 0,9$.
Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (12510 + 22340 + 238) + 638 = 30463 \text{ кВт}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{10,7 + 0,016 \cdot 30463} = 97 \text{ кВ.}$$

Предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, Так как $U_{рац} = 97 \gg 35$ кВ, поэтому не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения предприятия на 35 и 110 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

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

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi_{норм},$$

где $\text{tg}\varphi_{норм}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q'_{эс.110} = 30463 \cdot 0,5 = 15231 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

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

$$\Delta Q_{т.ГПП.110} = 0,07 \cdot \sqrt{30463^2 + 15231^2} = 2384 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (3.3)

$$S_{р.п.110} = \sqrt{30463^2 + (15231 - 2384)^2} = 33061 \text{ квар.}$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot k_{\text{з.н.}}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{33061}{2 \cdot 0,7} = 23615 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформатор ТРДН-25000/110/10/10 [14], технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}$$

$$k_{\text{з.н.110}} = \frac{33061}{2 \cdot 25000} = 0,66.$$

Выводы по разделу 3

В данном разделе по формуле Стилла определено рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия $U_{\text{рац}} = 97 \gg 35$ кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принято напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ. по результатам расчетов на ГПП выбраны два трансформатора типа ТРДН-25000/110/10/10.

4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих (ВЛ).

На рисунке 4.1 изобразим схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

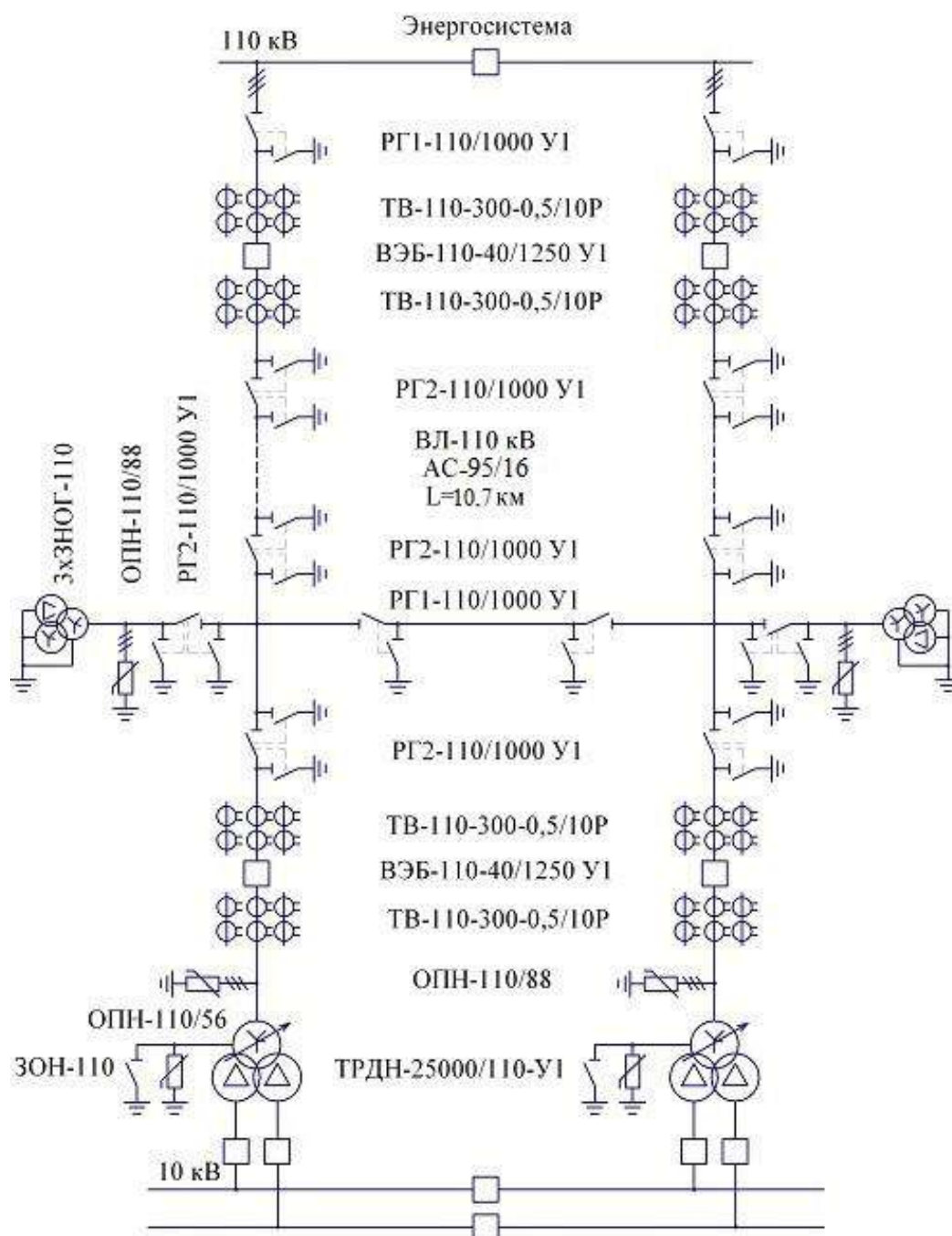


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

39

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{т.110} = 2(22 + 0,66^2 \cdot 120) = 149 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %;

U_k – напряжение короткого замыкания, %

$$\Delta Q_{т.110} = 2 \left(\frac{0,3}{100} 25000 + 0,66^2 \frac{10,5}{100} 25000 \right) = 2445 \text{ квар}$$

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{р.л.} = \sqrt{(P_{р.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}. \quad (4.5)$$

$$S_{р.л.110} = \sqrt{(30463 + 149)^2 + 15231^2} = 34192 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

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

$$I_{р.л.110} = \frac{34192}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 90 \text{ А.}$$

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

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

$$I_{н.110} = 2 \cdot 90 = 180 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{п.л.}}{j_3} \quad (4.8)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² [15].

$$F_3 = \frac{90}{1,1} = 82 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-95/16 [16].

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.2.

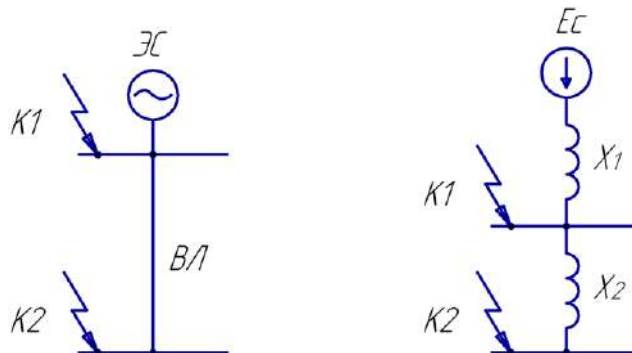


Рисунок 4.2 – Схема для расчета токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1} \quad (4.11)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

41

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,29} = 17,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,3 = 42 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (4.13)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,43 \cdot 10,7 \cdot 1000}{115^2} = 0,35.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}, \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,29 + 0,35)} = 7,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}. \quad (4.15)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,8 = 19,8 \text{ кА.}$$

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [6]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.16)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (4.17)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ; \quad (4.18)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (4.19)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} , \quad (4.20)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (4.21)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{\text{а,т}}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (4.22)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} , \quad (4.23)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 $T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей КЗ, [6].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} , \quad (4.24)$$

где $t_{p.z.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [17] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (4.25)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.26)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.27)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{p.z.} + t_{o.в.}, \quad (4.28)$$

где $t_{p.z.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [17] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 184$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau};$	$I_{п,0} = 17,3$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$	$i_{a,\tau} = 5,1$ кА;	$i_{a,ном.} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$	$I_{п,0} = 17,3$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$	$i_y = 42,0$ кА;	$i_{дин} = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$	$B_k = 430,6$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [6]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (4.29)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах} ; \quad (4.30)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} , \quad (4.31)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (4.32)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (4.33)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [18] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.33) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{мах} ;$	$I_{мах} = 184 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.} ;$	$i_y = 42,0 \text{ кА};$	$i_y = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 430,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки 100 кВ		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ ,
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РК		СЭТ-4ТМ.03М [19]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [20]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{1ном} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3·100 = 300 > S _{2Σ}							

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

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [21] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Выводы по разделу 4

В данном разделе произведен выбор проводниковой и коммутационно-измерительной аппаратуры для реализации схемы внешнего электроснабжения, именно: провода воздушной линии приняты типа АС-95/16, коммутационно-измерительная аппаратура с элегазовой изоляцией выбрана типа ВЭБ-110-40/1250 У3, РГ-110/1000 УХЛ1, ЗНОГ-110 У1.

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

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [22, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [22, п.6.3.3].

Преобразователи частоты, рудно-термические печи и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [22, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [22, п.6.3.13.4]. Для снижения провала напряжения при пуске синхронных двигателей применим тиристорное устройство плавного пуска.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [22, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [22, п.6.3.10].

Сооружение высоковольтного распределительного пункта (РП) целесообразно при числе отходящих от него линий не менее восьми [22, п.6.3.6], поэтому в трубопрокатном цехе устанавливаем РП-1, к которому подключаем преобразователи соответственно.

РП-10 кВ выполняются с одной одиночной секционированной выключателем системой шин. Схему строим так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путем перераспределения ее между собой с учетом допу-

стимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на листе 2 графической части.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [15]). Для защиты кабелей от механических повреждений при пересечении с автодорогой применяем асбоцементные трубы, при пересечении с железной дорогой применяем кабельные блоки. Поскольку электроприемники имеют разных характер работы (спокойный и резкопеременный), укладываем их КЛ в разные траншеи. Это объясняется высокой вероятностью повреждения изоляции у электроприемников с резкопеременным характером работы и последующего возгорания-повреждения рядом расположенных КЛ, что повлечет за собой отключение, как высоковольтных электроприемников в цеху, так и остальных, которые запитываются от ТП.

Грунт предприятия имеет высокую коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины [23]. Для защиты кабелей от механических повреждений при пересечении с автодорогой применяем асбоцементные трубы, при пересечении с железной дорогой применяем кабельные блоки.

5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [15].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.1)$$

Мощность $S_{p.k}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

- при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность силового трансформатора;
- при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощ-

ность одного трансформатора с учетом коэффициента его загрузки в нормальном режиме;

– для магистральной линии мощность $S_{рк}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учетом коэффициента их загрузки в нормальном режиме, питающихся по данному участку магистральной линии;

– при питании распределительного устройства напряжением 10 кВ $S_{рк}$ – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-6 в нормальном режиме

$$I_{р.к.6} = \frac{991}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год [6] экономическая плотность тока равна $j_э=1,7$ А/мм², тогда сечение кабельной линии

$$F_{э6} = \frac{57}{1,7} = 34 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, поэтому принимаем кабель типа АПвПу-10 (3х50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 195$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,64$ Ом/км, $x_0=0,18$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_{п} \cdot K_{т} \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.к.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [15];

$K_{т}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [15];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.6} = 0,9 \cdot 1,00 \cdot 195 = 176 > \frac{57}{1} = 57 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 3-й категории.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% , \quad (5.4)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;
 L – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_2 = \frac{803 \cdot 0,64 \cdot 0,116 + 581 \cdot 0,18 \cdot 0,116}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,07 < 5\%$$

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.4) представлен в таблице 5.1. После определения токов короткого замыкания, полученные сечения кабельных линий, будут проверены по термической стойкости к токам короткого замыкания с учетом термически стойкого сечения жилы кабеля ($F_{т.ж}$) и приняты окончательны сечения кабелей.

Выводы по разделу 5

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, проложенного в траншеях и в асбоцементных трубах.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _р , кВт	Q _р , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _т , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Г _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Г _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП1	203	144	248	14	8	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	14	-	371	0,90	1,01	337	-	-	0,229	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП2	348	396	527	30	18	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	30	61	371	0,90	1,01	337	1,25	422	0,032	0,164	0,161	0,00
ГПП-ТП3	67	420	425	25	14	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	25	49	371	0,87	1,01	326	1,25	407	0,218	0,164	0,161	0,02
ГПП-ТП4	1176	497	1310	76	45	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	76	151	371	0,87	1,01	326	1,25	407	0,237	0,164	0,161	0,06
ТП4-ТП5	381	314	494	29	17	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	29	57	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,031	0,164	0,161	0,00
ГПП-ТП6	803	581	991	57	34	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	57	-	371	0,86	1,01	322	-	-	0,116	0,164	0,161	0,03
ГПП-ТП8	1040	328	1146	66	39	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	66	132	371	0,86	1,01	322	1,25	403	0,262	0,164	0,161	0,06
ТП8-ТП7	233	239	334	19	11	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	19	39	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,092	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП9	2421	268	2435	141	83	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	141	-	371	0,86	1,01	322	-	-	0,158	0,164	0,161	0,07
ТП9-ТП13	1614	178	1624	94	55	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	на лотках	94	188	518	1,00	1,03	534	1,25	667	0,096	0,164	0,161	0,03
ТП13-ТП12	807	89	812	47	28	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	47	94	371	0,93	1,01	348	1,25	436	0,096	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП10	192	77	207	12	7	175	185	2xАПвПу-10 (3x185)	в траншее	12	24	371	0,90	1,01	337	1,25	422	0,170	0,164	0,161	0,01
ГПП-ТП11	359	160	393	23	13	175	185	АПвПу-10 (3x185)	в траншее	23	-	371	0,90	1,01	337	-	-	0,218	0,164	0,161	0,02
ГПП-РТП	2500	2250	3363	194	114	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	194	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,208	0,125	0,157	0,14
ГПП-СД1	630	-473	788	46	27	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	46	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,231	0,320	0,170	0,03
ГПП-СД2	1600	-1440	2153	124	73	84	95	2xАПвПу-10 (3x95)	в траншее	124	-	263	0,85	1,01	226	-	-	0,173	0,320	0,170	0,05
ГПП-АД	800	720	1076	62	37	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	в траншее	62	-	263	0,85	1,01	226	-	-	0,166	0,320	0,170	0,06
ГПП-РП1	5727	-1747	5987	346	204	272	300	2xАПвПу-10 (3x300)	на лотках	346	692	693	1,00	1,03	714	1,25	892	0,099	0,100	0,154	0,03
РП1-СД3	2000	-1800	2691	156	91	84	95	4xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	156	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,037	0,320	0,170	0,01
РП1-СД4	800	-720	1076	62	37	84	95	2xАПвПу-10 (3x95)	на лотках	62	-	349	1,00	1,03	359	-	-	0,067	0,320	0,170	0,01
РП1-ПЧ1	1400	1260	1884	109	64	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	109	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,010	0,125	0,157	0,00
РП1-ПЧ2	825	743	1110	64	38	206	240	2xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	64	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,023	0,125	0,157	0,01
РП1-ПЧ3	460	423	625	36	21	206	240	4xАПвПу-10 (3x240)	на лотках	36	-	607	1,00	1,03	625	-	-	0,050	0,125	0,157	0,01
0,4 кВ																					
ТП2-РПН1	69	70	98	142	-	-	50	ААПл-1 (4x50)	в траншее	142	-	165	1,00	1,01	167	-	-	0,091	0,77	0,06	0,01
ТП3-РПН2	118	86	146	212	-	-	95	ААПл-1 (4x95)	в траншее	212	-	240	1,00	1,01	242	-	-	0,007	0,41	0,06	0,00
ТП4-РПН3	196	227	299	434	-	-	120	ААПл-1 (4x120)	в траншее	434	-	270	1,00	1,01	273	-	-	0,037	0,32	0,06	0,00
ТП5-РПН4	109	97	146	211	-	-	95	ААПл-1 (4x95)	в траншее	211	-	240	1,00	1,01	242	-	-	0,028	0,41	0,06	0,00

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трехфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприемники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

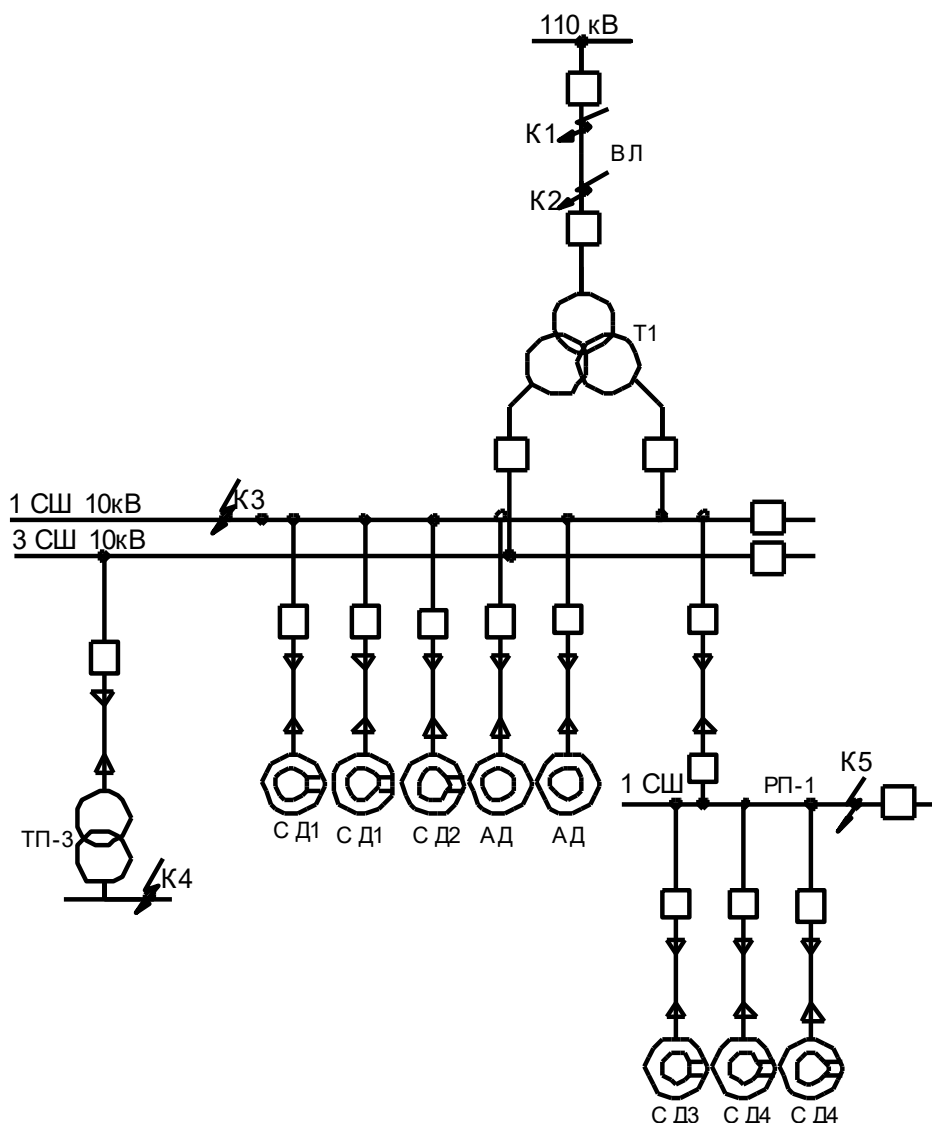


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- К₁ и К₂ – в схеме внешнего электроснабжения;
- К₃ – в РУ 10 кВ ГПП;
- К₄ – в сети напряжением 0,4 кВ.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

52

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от двигателей напряжением 10 кВ можно не учитывать. В подпитке точки K_3 и K_5 участвуют высоковольтные двигатели, подключенные к обеим секциям.

При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

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

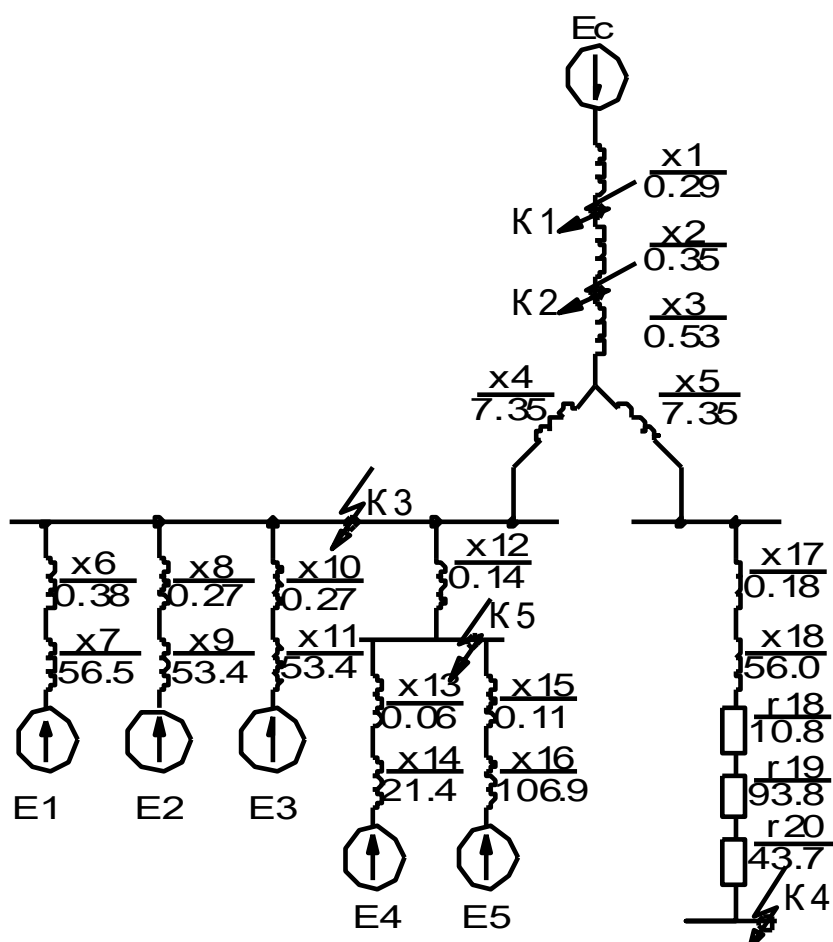


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_3

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (6.1)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

53

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ср1}}$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{ВЛ}}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВА.

$$x_2 = x_{л} = 0,43 \cdot 10,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,35.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}}, \quad (6.3)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,20.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{\text{т}}, \quad (6.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 4,20 = 0,53.$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{\text{т}}, \quad (6.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 4,20 = 7,35.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

где $n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0\text{кл}}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

U_{cp2} – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,18 \cdot 0,231 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,38;$$

Аналогичным образом по выражению (6.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	x ₆	x ₈	x ₁₀	x ₁₂	x ₁₃	x ₁₅	x ₁₇
x ₀ , Ом/км	0,18	0,17	0,18	0,16	0,17	0,18	0,18
L, км	0,231	0,173	0,166	0,099	0,037	0,067	0,218
x, о.е.	0,38	0,27	0,27	0,14	0,06	0,11	0,18

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (6.7)$$

где $I_{пуск}$ – кратность пускового тока двигателя;

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 0,95}{630} = 56,5.$$

Аналогичным образом по выражению (6.7) рассчитываются сопротивления остальных электродвигателей, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет сопротивлений электродвигателей

	x ₇	x ₉	x ₁₁	x ₁₄	x ₁₆
P _д , кВт	630	1600	800	2000	800
n _д	4	2	4	4	2
I _{пуск}	5	5	5	5	5
cosφ	0,75	0,9	0,9	0,9	0,9
η	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
x, о.е.	56,5	53,4	53,4	21,4	106,9

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора ТП-3:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (6.8)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$z_{18} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55. \quad (6.9)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (6.10)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{18} = 10,8 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10,8.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.11)$$

$$x_{18} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 56.$$

Согласно [22, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_{19} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.12)$$

$$r_{19} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{20} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.13)$$

$$r_{20} = 0,007 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 43,7.$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

56

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

Сопrotивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_{21} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 \quad (6.14)$$

$$x_{21} = 0,29 + 0,35 + 0,53 + 7,35 = 8,5$$

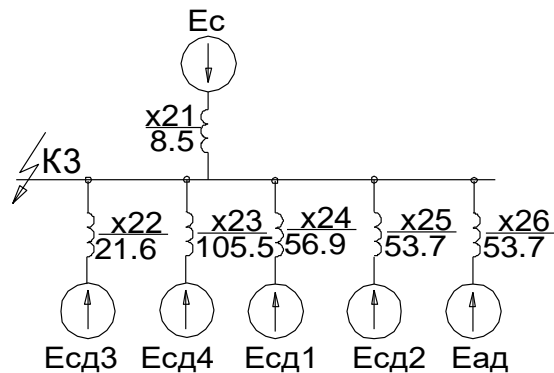


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

Определим сопротивления x_{22} , x_{23} , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{x_{13} + x_{14}} + \frac{1}{x_{15} + x_{16}}} \quad (6.15)$$

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,06 + 21,4} + \frac{1}{0,11 + 106,9}} = 17,8$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_1 = \frac{x_{\text{э1}}}{x_{13} + x_{14}} \quad (6.16)$$

$$C_2 = \frac{x_{\text{э1}}}{x_{15} + x_{16}} \quad (6.17)$$

$$C_1 = \frac{17,8}{0,06 + 21,4} = 0,83$$

$$C_2 = \frac{17,8}{0,11 + 106,9} = 0,17$$

Результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{э1}} + X_{12}, \quad (6.18)$$

$$X_{\text{рез}} = 17,8 + 0,14 = 17,94.$$

Определим сопротивления X_{22} , X_{23}

$$X_{22} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}, \quad (6.19)$$

$$X_{23} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2}, \quad (6.20)$$

$$X_{22} = \frac{17,94}{0,83} = 21,6.$$

$$X_{23} = \frac{17,94}{0,17} = 105,5.$$

Определим сопротивления X_{24} , X_{25} , X_{26}

$$X_{24} = X_6 + X_7 \quad (6.21)$$

$$X_{25} = X_8 + X_9 \quad (6.22)$$

$$X_{26} = X_{10} + X_{11} \quad (6.23)$$

$$X_{24} = 0,38 + 56,5 = 56,9$$

$$X_{25} = 0,27 + 53,4 = 53,7$$

$$X_{26} = 0,27 + 53,4 = 53,7$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.24)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{21}} \cdot I_6. \quad (6.25)$$

$$I_{CD1} = \frac{E_1}{x_{24}} \cdot I_6. \quad (6.26)$$

$$I_{CD2} = \frac{E_2}{x_{25}} \cdot I_6. \quad (6.27)$$

$$I_{AD} = \frac{E_3}{x_{26}} \cdot I_6. \quad (6.28)$$

$$I_{CD3} = \frac{E_4}{x_{22}} \cdot I_6. \quad (6.29)$$

$$I_{CD4} = \frac{E_5}{x_{23}} \cdot I_6. \quad (6.30)$$

$$I_c = \frac{1}{8,5} \cdot 55 = 6,47 \text{ кА}$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{56,9} \cdot 55 = 1,06 \text{ кА}$$

$$I_{CD2} = \frac{1,1}{53,7} \cdot 55 = 1,13 \text{ кА}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{53,7} \cdot 55 = 0,92 \text{ кА}$$

$$I_{CD3} = \frac{1,1}{21,6} \cdot 55 = 2,8 \text{ кА}$$

$$I_{CD4} = \frac{1,1}{105,5} \cdot 55 = 0,57 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3/0} = I_c + I_{CD1} + I_{CD2} + I_{AD} + I_{CD3} + I_{CD4}. \quad (6.27)$$

$$I_{кз3/0} = 6,47 + 1,06 + 1,13 + 0,92 + 2,8 + 0,57 = 12,9 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		59

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.28)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 12,9 = 35,0 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке K_3

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.29)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,9 = 234 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_4 .

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{18} + r_{19} + r_{20}. \quad (6.30)$$

$$r_{\Sigma} = 10,8 + 93,8 + 43,7 = 148,3.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{17} + x_{18} + x_{21}. \quad (6.31)$$

$$x_{\Sigma} = 0,18 + 56 + 8,5 = 64,68.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.32)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{148,3^2 + 64,68^2} = 161,79.$$

Мощность короткого замыкания в точке K_4

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (6.33)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{161,79} = 6,18 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_6 = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.34)$$

$$I_{k4} = \frac{6,18}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,95 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.35)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,95 = 20,2 \text{ кА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₅ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.4.

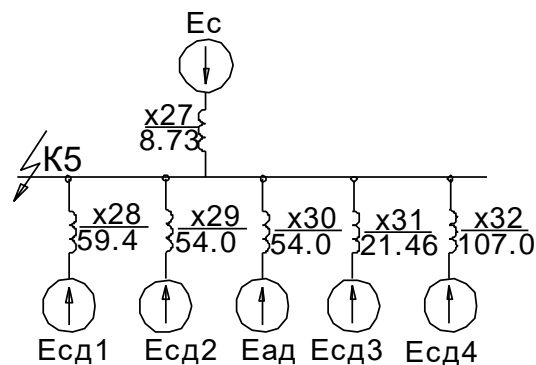


Рисунок 6.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К₅

Определим сопротивления x_{22} , x_{23} , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{32} = \frac{1}{\frac{1}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} + \frac{1}{x_6 + x_7} + \frac{1}{x_8 + x_9} + \frac{1}{x_{10} + x_{11}}}, \quad (6)$$

$$x_{32} = \frac{1}{\frac{1}{0,29 + 0,35 + 0,53 + 7,35} + \frac{1}{0,38 + 56,5} + \frac{1}{0,27 + 53,4} + \frac{1}{0,27 + 53,4}} = 5,8$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_3 = \frac{x_{32}}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} \quad (6.16)$$

$$C_4 = \frac{x_{32}}{x_6 + x_7} \quad (6.17)$$

$$C_5 = \frac{x_{32}}{x_8 + x_9}$$

$$C_6 = \frac{x_{32}}{x_{10} + x_{11}}$$

$$C_3 = \frac{5,8}{0,29 + 0,35 + 0,53 + 7,35} = 0,68$$

$$C_4 = \frac{5,8}{0,38 + 56,5} = 0,10$$

$$C_5 = \frac{5,8}{0,27 + 53,4} = 0,11$$

$$C_6 = \frac{5,8}{0,27 + 53,4} = 0,11$$

Результирующее сопротивление

$$x_{рез} = x_{32} + x_{12} \quad (6.18)$$

$$x_{рез} = 5,8 + 0,14 = 5,94$$

Определим сопротивления x_{27} , x_{28} , x_{29} , x_{30}

$$x_{27} = \frac{x_{рез}}{C_3} \quad (6.19)$$

$$x_{28} = \frac{x_{рез}}{C_4} \quad (6.20)$$

$$x_{29} = \frac{x_{рез}}{C_5} \quad (6.21)$$

$$x_{29} = \frac{x_{рез}}{C_5} \quad (6.22)$$

$$x_{27} = \frac{5,94}{0,68} = 8,73$$

$$x_{28} = \frac{5,94}{0,10} = 59,4$$

$$x_{29} = \frac{5,94}{0,11} = 54$$

$$x_{30} = \frac{5,94}{0,11} = 54$$

Определим сопротивления x_{31} , x_{32}

$$x_{31} = x_{13} + x_{14} \quad (6.23)$$

$$x_{32} = x_{15} + x_{16} \quad (6.24)$$

$$x_{31} = 0,06 + 21,4 = 21,46$$

$$x_{32} = 0,11 + 106,9 = 107$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{27}} \cdot I_6 \quad (6.25)$$

$$I_{сд1} = \frac{E_1}{x_{28}} \cdot I_6 \quad (6.26)$$

$$I_{сд2} = \frac{E_2}{x_{29}} \cdot I_6 \quad (6.27)$$

$$I_{АД} = \frac{E_3}{x_{30}} \cdot I_6 \quad (6.28)$$

$$I_{сд3} = \frac{E_4}{x_{31}} \cdot I_6 \quad (6.29)$$

$$I_{сд4} = \frac{E_5}{x_{32}} \cdot I_6 \quad (6.30)$$

$$I_c = \frac{1}{8,73} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА}$$

$$I_{сд1} = \frac{1,1}{59,4} \cdot 55 = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_{сд2} = \frac{1,1}{54,0} \cdot 55 = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{АД} = \frac{0,9}{54,0} \cdot 55 = 0,92 \text{ кА}$$

$$I_{СДЗ} = \frac{1,1}{21,46} \cdot 55 = 2,8 \text{ кА}$$

$$I_{СД4} = \frac{1,1}{107} \cdot 55 = 0,57 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₅

$$I_{кз5/0/} = I_c + I_{СД1} + I_{СД2} + I_{АД} + I_{СДЗ} + I_{СД4} \cdot \quad (6.31)$$

$$I_{кз5/0/} = 6,3 + 1,02 + 1,12 + 0,92 + 2,8 + 0,57 = 12,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.32)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 12,7 = 34,5 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₅

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k \cdot \quad (6.33)$$

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,7 = 231 \text{ МВА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.33), представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К ₁	115	17,3	42,0	3500,0
К ₂	115	7,8	19,8	1892,0
К ₃	10,5	12,9	35,0	234,0
К ₄	0,4	8,95	20,2	6,2
К ₅	10,5	12,7	34,5	231,0

Выводы по разделу 6

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Путем технико-экономического сравнения вариантов, определим целесообразность двух вариантов подключения ТП, а именно:

1 магистральная схема подключения цеховых ТП: ГПП-ТП9-ТП13-ТП12, изображена на рисунке 7.1

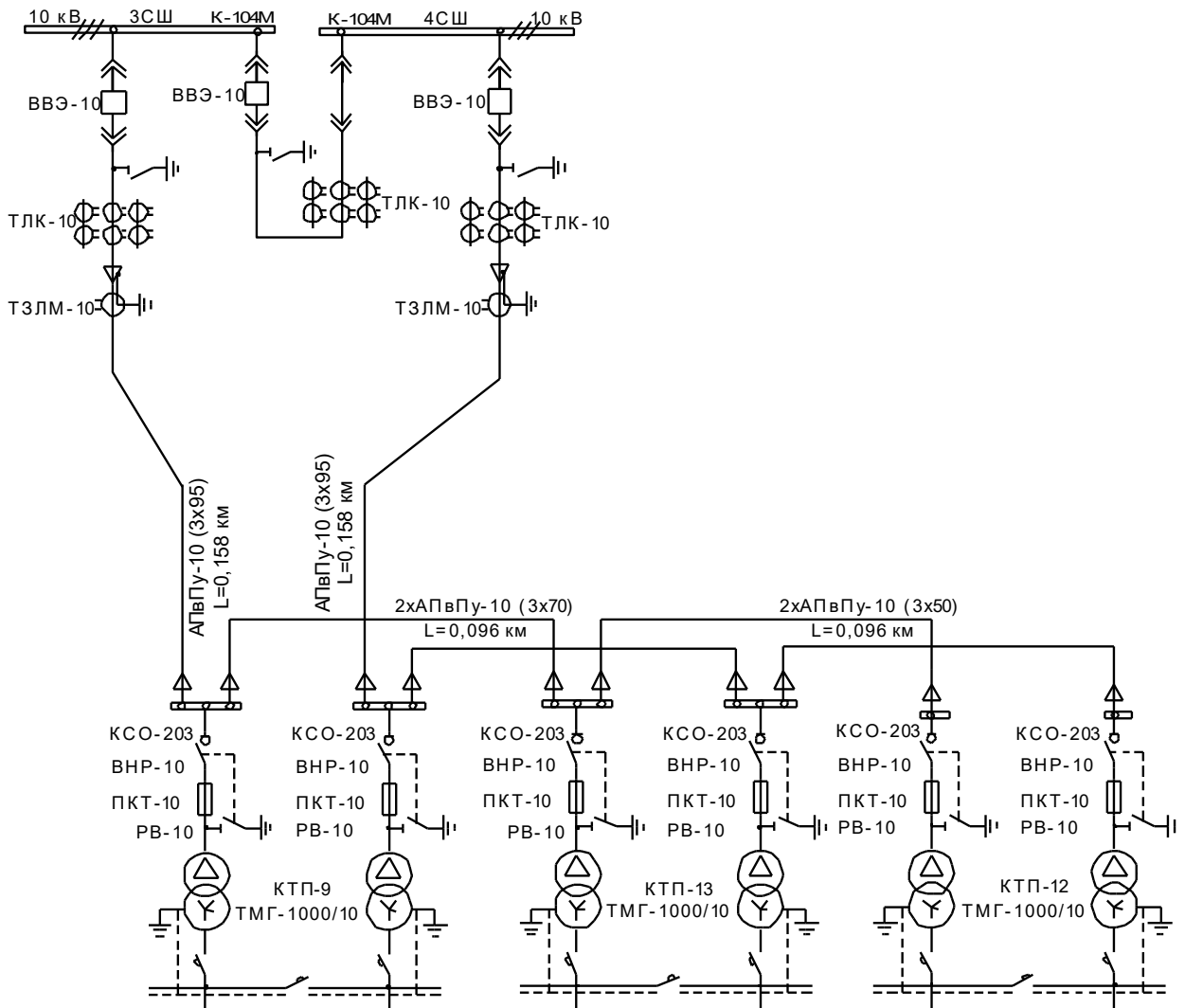


Рисунок 7.1 – магистральная схема (вариант 1)

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

65

2 радиальная схема подключения цеховых ТП: ГПП-ТП9, ГПП-ТП13 и ГПП-ТП12 изображена на рисунке 7.2

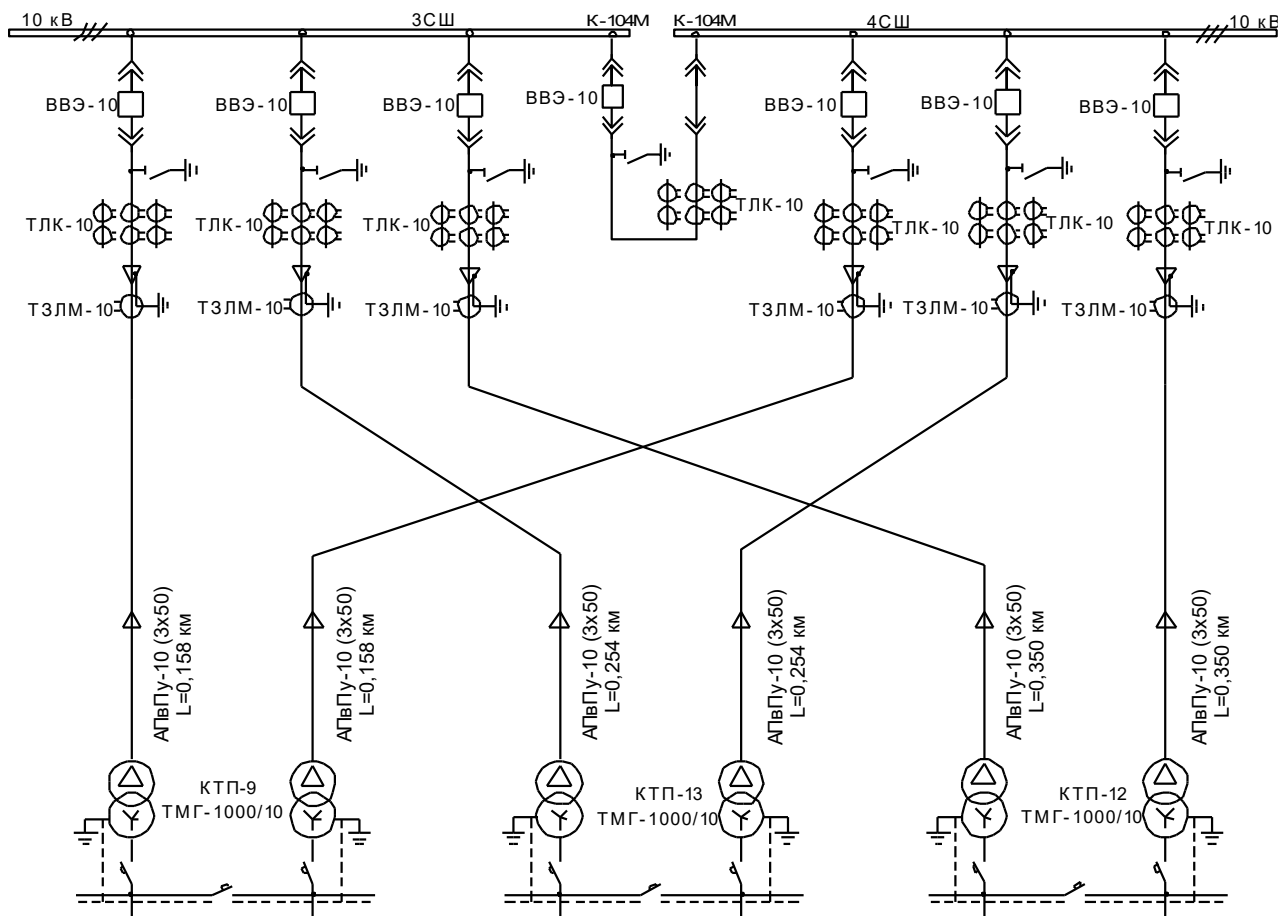


Рисунок 7.2 – радиальная схема (вариант 2)

7.1 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (7.1)$$

Где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (7.2)$$

где $T_{\text{м}}$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

66

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 8760 = 2742 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

В качестве примера произведем расчет для 1 варианта схемы

$$\Delta A_{л,9} = 2 \cdot \left(3 \cdot 141^2 \cdot 0,29 \cdot 0,158 \cdot 2742 \right) = 3,4 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в кабельных линиях для двух вариантов схем, определенные по формулам (7.1) – (7.2), представим в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Определение потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	$I_{р.л.},$ А	$r_0,$ Ом/км	L, км	$\frac{\Delta A_{л.},}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ год
ГПП-ТП9	2	141	0,29	0,158	15
ТП9-ТП13	2	94	0,26	0,096	4
ТП13-ТП12	2	47	0,23	0,096	1
Итого по варианту I					19
ГПП-ТП9	2	47	0,23	0,158	1
ГПП-ТП13	2	47	0,23	0,254	2
ГПП-ТП12	2	47	0,23	0,350	3
Итого по варианту II					6

7.2 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [6]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (7.3)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

k_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (7.4)$$

где $E_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

E_{oi} – расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{л}) \cdot C_0', \quad (7.5)$$

где C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (7.6)$$

где δ – поправочный коэффициент;

α – основная ставка тарифа [24, 25], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [24, 25], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$$C_0' = 1,05 \left(\frac{1133,29 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,16286 \right) = 6,43 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (7.3) – (7.6) сведем в таблицу 7.3 и 7.4. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [26].

Таблица 7.3 – Техничко-экономические показатели варианта I

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA МВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с ВВЭ-10	пол	2	815	1630	0,193	315			
Камера КСО-203	пол	6	36	216	0,193	42			
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП9 марки АПвПУ-10 (3x150) в траншее	км	0,158	857	135	0,152	21	15	96	
Прокладка двухцепной КЛ ТП9-ТП13 марки АПвПУ-10 (3x95) в траншее	км	0,096	857	82	0,152	13	4	23	
Прокладка двухцепной КЛ ТП13-ТП12 марки АПвПУ-10 (3x70) в траншее	км	0,096	857	82	0,152	13	1	5	
Всего по варианту				2146		402	19	125	527

Выводы по разделу 7

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанций, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился дешевле на 52 % в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		70

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М (двухстороннего обслуживания). Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

РП со шкафами К-XXVI (одностороннего обслуживания).

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2} \quad (8.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,3 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (8.2)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 12,9^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (8.1) – (8.2) и каталожные данные ячеек КРУ [27] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ и РП

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М	Каталожные данные К-XXVI
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ и РП

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

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000 УЗ [28].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ и РП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1000 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ [29]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП и РП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 8.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 8.4).

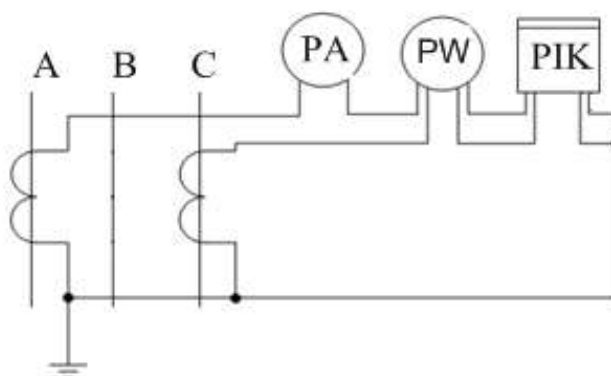


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10,5	14	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10,5	30	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10,5	25	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10,5	76	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП6	10,5	57	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП8	10,5	66	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	141	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП10	10,5	12	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-ТП11	10,5	23	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-РТП	10,5	194	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-СД1	10,5	46	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-СД2	10,5	124	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-АД	10,5	62	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-РП1	10,5	692	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-800-0,5/10Р У3
РП1-СД3	10,5	156	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
РП1-СД4	10,5	62	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ1	10,5	69	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ2	10,5	64	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ3	10,5	36	12,9	35,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейках типа К-104М и К-XXVI к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 (рисунок 8.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения [30]:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;

- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктив-

ное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

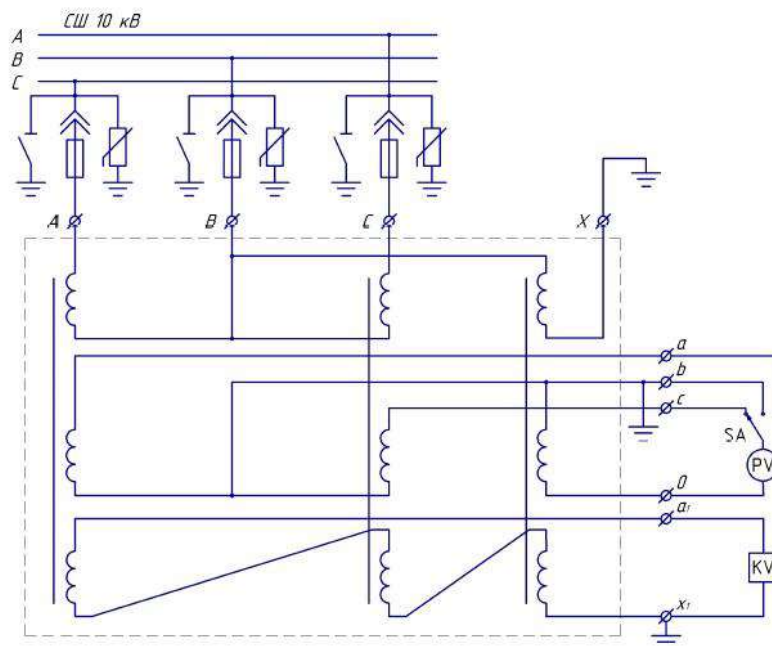


Рисунок 8.2 - Схема подключения трансформатора напряжения

– имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (8.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (8.4)$$

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

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

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

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

75

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 8.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (8.6) – (8.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.6

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового гр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	9	12	16
Итого								19	16
НАЛИ-СЭЩ-10УЗ		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 25 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 200 ВА		S _{2ном} = 200 > S _{2Σ}							

8.5 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного электрического тока в сетях электроснабжения цехов предприятия.

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г. Ульяновск [31]. Данные КТП, закрытого типа, выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ мощностями 250, 400, 1000 и 1600 кВА.

При магистральном соединении КТП на вводе трансформаторов устанавливаются камеры с односторонним обслуживанием типа КСО-203-4н-2УЗ [32] выключателями нагрузки и предохранителями, выбор которых представлен в таблицах 8.7 и 8.8 на примере КТП-4

Таблица 8.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400УЗ [33]
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ

Продолжение таблицы 8.7

1	2	3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 76 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 35,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-80-20У3 [34]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 76 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 80 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_k$	$I_k = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчета сведем в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-5	10	29	12,9	ПКТ102-10-31,5-31,5У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	19	12,9	ПКТ102-10-31,5-31,5У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	66	12,9	ПКТ103-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	141	12,9	ПКТ103-10-160-31,5У3	ВНР-10/400 У3
ТП-12	10	47	12,9	ПКТ102-10-50-31,5У3	ВНР-10/400 У3
ТП-13	10	94	12,9	ПКТ103-10-160-31,5У3	ВНР-10/400 У3

8.6 Выбор устройства плавного пуска для электродвигателей

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи «источник – двигатель» и вызывает понижение напряжения в СЭС.

Ввиду большого количества синхронных двигателей на предприятии принято решение рассмотреть установку устройств для их плавного пуска серии УБПВД ВЦ. Применение устройства плавного пуска серии УБПВД-ВЦ дает следующие преимущества [35]:

- значительно уменьшается пусковой ток двигателя (в 3-4 раза);
- существенно снижаются динамические нагрузки на подшипниках электродвигателя и в кинематике механизмов, работающих с данным электродвигателем;
- улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (электродвигателей, коммутационных аппаратов и др.);
- существенно снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске электродвигателей;

- уменьшаются просадки напряжения в сети при пуске электродвигателей;
- осуществление пуска электродвигателей от источников ограниченной мощности.

Плавный пуск высоковольтного электродвигателя достигается за счет формирования заданного темпа нарастания напряжения на электродвигателе от нуля до номинального значения.

Выбор устройства УБПВД-ВЦ производится согласно условиям:

- по номинальному выходному напряжению

$$U_{\text{упп.ном}} = U_{\text{д.ном}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

- по максимальной мощности запускаемого двигателя

$$P_{\text{упп.ном}} \geq P_{\text{сд.ном}}$$

$$3150 \text{ кВт} \geq 2000 \text{ кВт}$$

- по номинальному току

$$I_{\text{упп.ном}} \geq I_{\text{сд.ном}}$$

$$250 \geq \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,75} = 162 \text{ А}$$

Согласно рассмотренным условиям принимаем к установке на РП1 УБПВД-ВЦ-10-250.

Аналогично производим расчет для секции сборных шин на ГПП принимаем к установке УБПВД-ВЦ-10-125.

Количество пусков: 3 пуска подряд с последующим интервалом 15 минут.

8.7 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [36]. Выбор токопровода представим в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.11.

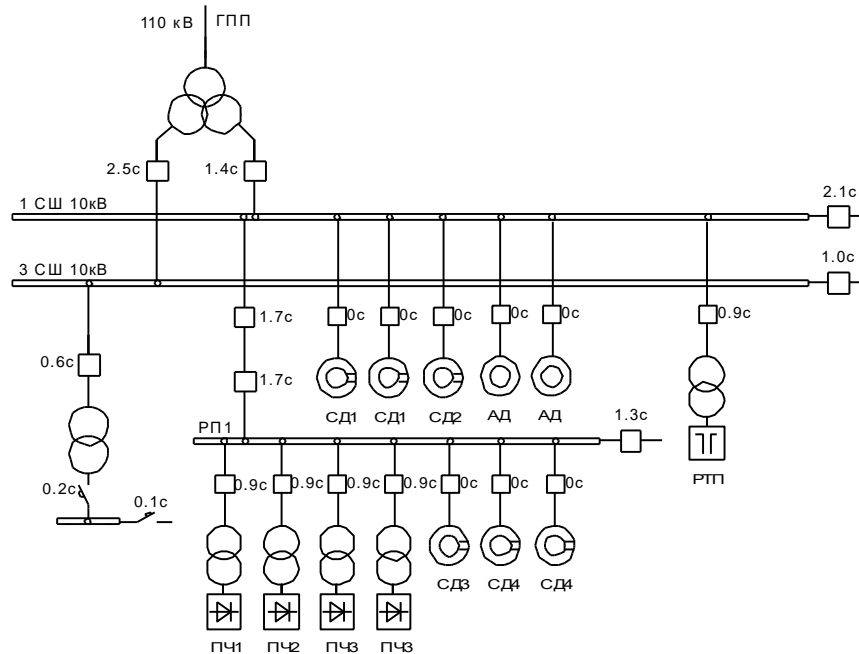


Рисунок 8.3 – Диаграмма селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.5)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$;

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$.

$$F_{\text{т.с.}}^{\text{ТП}} = \frac{\sqrt{129,8 \cdot 10^6}}{65} = 175 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (8.5) представим в таблице 8.11

Таблица 8.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$C, \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, мм ²
ГПП – ТП	12,9	0,6	0,06	0,12	129,8	65	175
ГПП – РТП	12,9	0,9	0,06	0,12	179,7	65	206
ГПП – СД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
ГПП – АД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
ГПП – РП1	12,9	1,7	0,06	0,12	312,9	65	272
РП1 – СД	12,9	0,0	0,06	0,12	30,0	65	84
РП1 – ПЧ	12,9	0,9	0,06	0,12	179,7	65	206

Окончательный выбор сечения кабельных линий с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания представлен в таблице 5.1.

8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{н.т.}^{ГПП}$$

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-40/10 [37], которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5.

8.10 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [38]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	I_k , кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	506	8,95	20,2	Э06В-630УХЛ3
ТП-2	Вводной	1275	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	892	8,95	20,2	Э16В-1000УХЛ3
ТП-3	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
ТП-4	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
ТП-5	Вводной	1275	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	892	8,95	20,2	Э16В-1000УХЛ3
ТП-6	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
ТП-7	Вводной	809	8,95	20,2	Э16В-1000УХЛ3
	Секционный	566	8,95	20,2	Э06В-630УХЛ3
ТП-8	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
ТП-9	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
ТП-10	Вводной	506	8,95	20,2	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	354	8,95	20,2	Э06В-400УХЛ3
ТП-11	Вводной	809	8,95	20,2	Э16В-1000УХЛ3
ТП-12	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3
ТП-13	Вводной	2023	8,95	20,2	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1416	8,95	20,2	Э16В-1600УХЛ3

Выводы по разделу 8

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

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

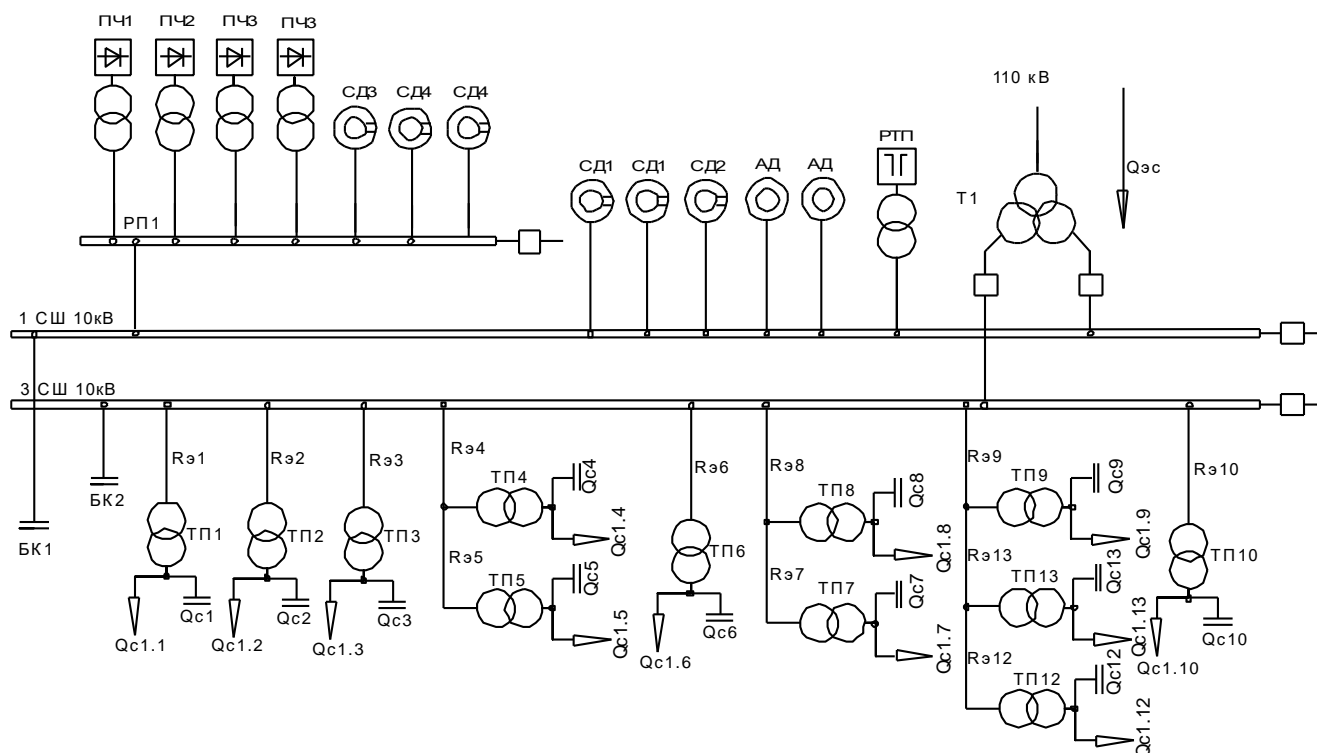


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (9.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

82

$$R_{т1} = \frac{4200 \cdot 10^2}{250^2} = 6,72 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (9.2)$$

$$R_{л1} = 0,164 \cdot 0,229 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (9.1) – (9.2), результаты сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.и}$, кВА	$Q_{ли}$, квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	250	131	13,2	6,72	0,04
ТП-2	630	370	26,0	1,91	0,01
ТП-3	1000	379	41,2	1,08	0,04
ТП-4	1000	142	41,2	1,08	0,04
ТП-5	630	288	26,0	1,91	0,01
ТП-6	1000	526	55,6	1,08	0,02
ТП-7	400	224	15,5	3,69	0,02
ТП-8	1000	48	41,2	1,08	0,04
ТП-9	1000	48	41,2	1,08	0,03
ТП-10	250	67	10,2	6,72	0,03
ТП-11	400	140	20,2	3,69	0,04
ТП-12	1000	48	41,2	1,08	0,02
ТП-13	1000	48	41,2	1,08	0,02
Итого		2457	414		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha = 959,11 \cdot 12 = 11509,32$ руб/кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,3488$ руб/кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M ак-

тивной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 2742) = 15664 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}},$$

где E – нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}}$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}}$ – удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}}$ – индекс изменения сметной стоимости [39].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 15664 \cdot 4 = 265925 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}}$ – удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}}$ – удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 15664 \cdot 2 = 132962 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	2,02	3,25
СД2	СТД	10	1,60	0,71	2	3000	4,56	4,85
СД3	СТД	10	2,00	1,00	4	3000	4,89	6,72
СД4	СТД	10	0,80	0,41	2	3000	2,59	3,95

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.ми}} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2} \quad (9.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}} \quad (9.4)$$

$$Z_{2Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{2і}}{N_i \cdot Q_{СД.н.і}^2}, \quad (9.5)$$

где $D_{1і}$, $D_{2і}$ - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

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

$$R_{э.СДі} = \frac{R_{л.СДі}}{N_1} + \frac{Z_{2Г.СДі}}{a \cdot C_0}. \quad (9.7)$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.7) сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{СД.мі}$, Мвар	$Z_{1Г.СДі}$, руб/Мвар	$Z_{2Г.СДі}$, руб/Мвар ²	$R_{э.СДі}$, Ом	$Q_{СДі}$, Мвар
СД1	1,70	82612	103804	0,83	0,20
СД2	2,10	84648	63852	0,53	0,29
СД3	5,37	63996	21986	0,17	1,35
СД4	1,08	83077	155281	1,20	0,13
Итого	10,24				1,98

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{э1} = r_1 = R_{л1} + R_{т1}. \quad (9.8)$$

$$R_{э1} = r_1 = 0,04 + 6,72 = 6,76 \text{ Ом.}$$

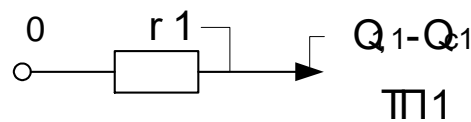


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-4 и ТП-5, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (9.9)$$

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,01+1,91} = 1,45.$$

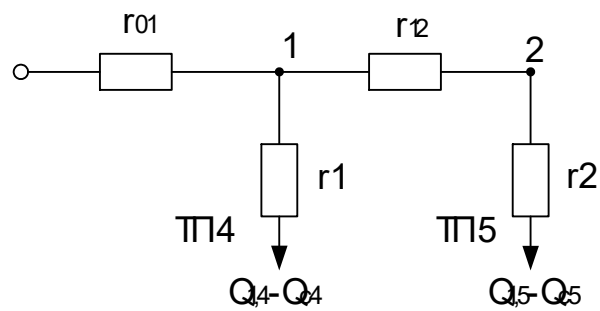


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э}4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}} \right) r_1. \quad (9.10)$$

$$R_{\text{э}5} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (9.11)$$

$$R_{\text{э}4} = \left(1 + \frac{0,04}{1,45} \right) \cdot 1,08 = 1,11 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э}5} = \left(1 + \frac{0,04}{1,45} \right) \cdot (0,01 + 1,91) = 1,97 \text{ Ом.}$$

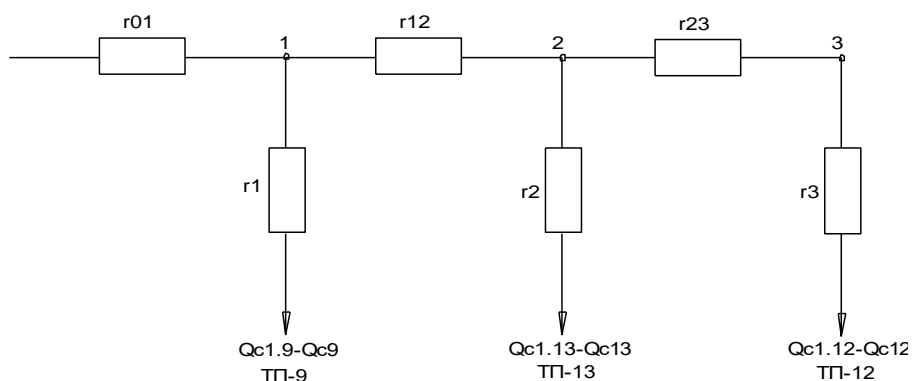


Рисунок 9.4 – Схема замещения магистральных линий

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

86

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{r2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}, \quad (9.12)$$

$$\frac{1}{R_{r2}} = 1,84.$$

$$\frac{1}{R_{r1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{r2}}, \quad (9.13)$$

$$\frac{1}{R_{r1}} = 1,47.$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:
По формуле 9.10

$$R_{\text{э}9} = 2,0$$

$$R_{\text{э}13} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{r1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_2}{R_{r2}}\right) \cdot r_2 \quad (9.14)$$

$$R_{\text{э}12} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{r1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{r2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (9.15)$$

$$R_{\text{э}13} = \left(1 + \frac{0,03}{1,47}\right) \cdot \left(1 + \frac{1,08}{1,84}\right) \cdot 1,08 = 1,66 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э}12} = \left(1 + \frac{0,03}{1,47}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,02}{1,84}\right) \cdot (0,02 + 1,08) = 1,12 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{cl} = Q_{li} + \Delta Q_{ri} + \frac{z}{R_{\text{э}i}}, \quad (9.16)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{ЛГ.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.17)$$

$$z = \frac{132962 - 265925}{2 \cdot 10 \cdot 15664} = -0,424 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{ci} = 0,131 + 0,013 - \frac{0,424}{6,76} = 0,081 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.17) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{\text{э}i}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{\text{к}yi}$, квар	$Q_{\text{к}yi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [40]	$Q_{\text{с}ti}$, квар
		расч.	прин.				
ТП-1	6,76	0,081	81	92	173	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-2	1,92	0,175	175	93	268	УКРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-3	1,12	0,040	40	309	349	УКРМ-0,4-350-50 У3	350
ТП-4	1,11	-0,199	0	888	888	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-5	1,97	0,099	99	0	99	УКРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-6	1,10	0,195	195	140	336	УКРМ-0,4-350-25 У3	350
ТП-7	3,84	0,129	129	43	171	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-8	1,12	-0,290	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-9	1,10	-0,297	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-10	6,75	0,014	14	151	165	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-11	3,72	0,046	46	303	349	УКРМ-0,4-350-25 У3	350
ТП-12	1,12	-0,288	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
ТП-13	1,66	-0,166	0	859	859	2хУКРМ-0,4-450-25 У3	900
Итого	-	-	0,779	5456	6234	-	6450

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{\text{т}i}) + \frac{\Delta Q_{\text{т}}^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{В}i}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{с}i} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{с}Дi}}{2} - \frac{Q_{\text{эс}}}{2}.$$

где $\Delta Q_{\text{т}}^{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар;

$Q_{\text{В}}$ – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{\text{эс}} = P_{\text{р.п.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}},$$

$$Q''_{\text{эс}} = Q_{\text{р.п.}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р.}}} Q_{\text{сД.м}},$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q'_{\text{эс.110}} = 30463 \cdot 0,5 = 15231 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot N_{\text{СД}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном}}^2 + Q_{\text{СД.ном}}^2},$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД.м1}} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 1696 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м2}} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{1600^2 + 710^2} = 2101 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м3}} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{2000^2 + 1000^2} = 5367 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м4}} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{800^2 + 410^2} = 1079 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{ом}} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{\text{на}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi + \sum_{i=1}^{M1} Q_{\text{р}i}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{Т}i} \right) + \sum Q_{\text{р.осв.}},$$

$$Q_{\text{р.п}} = 0,85 \cdot (14350 + (-1630) + 1374) + 192 = 12172 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{\text{эс}} = 12172 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 10242 = 3738 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс}} = Q''_{\text{эс}} = 3738 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п}}}$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{3738}{30463} = 0,12.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ1, для этого определим расчетную активную мощность 1СШ по формуле (3.2)

$$P_{\text{р1}} = 0,5 [0,85(12510 + 78)] = 5350 \text{ кВт}$$

Тогда

$$Q_{\text{эс1}} = 5350 \cdot 0,12 = 642 \text{ квар}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

89

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШЗ

$$Q_{эс3} = 0,5 \cdot Q_{эс} - Q_{эс1}$$

$$Q_{эс3} = 0,5 \cdot 3738 - 642 = 1227 \text{ квар}$$

Для определения распределения потерь мощности трансформатора ГПП по СШ рассчитаем следующий коэффициент

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{\tau}^{\text{гпп}}}{S_{\text{р.п.}}}$$

$$K_{\Delta Q} = \frac{2384}{34192} = 0,069$$

Тогда

$$\Delta Q_{\tau.1\text{СШ}}^{\text{гпп}} = K_{\Delta Q} \cdot S_{\text{р.1СШ}}$$

$$\Delta Q_{\tau.1\text{СШ}}^{\text{гпп}} = 0,069 \cdot \sqrt{5350^2 + 642^2} = 372 \text{ квар}$$

Для 3СШ

$$\Delta Q_{\tau.3\text{СШ}}^{\text{гпп}} = 0,5 \cdot (\Delta Q_{\tau}^{\text{гпп}} - 2 \cdot \Delta Q_{\tau.1\text{СШ}}^{\text{гпп}})$$

$$\Delta Q_{\tau.3\text{СШ}}^{\text{гпп}} = 0,5 \cdot (2384 - 2 \cdot 372) = 820 \text{ квар}$$

Необходимая мощность ВБК на 1 СШ

$$Q_{01} = 820 + \frac{3375 + 1512 + 1016 + 891}{2} - \frac{1980}{2} - 642 = 2585 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа АУКРМ-10,5-2700-900-12-К УХЛ1 [41].

Необходимая мощность ВБК на 3 СШ

$$Q_{03} = (2457 + 414) + 820 - 779 - 1227 = 1685 \text{ квар}$$

Принимаем к установке ВБК типа АУКРМ-10,5-1800-450-12-К УХЛ1 [41].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $\text{tg}\varphi_s = 0,12$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

$$\operatorname{tg}\varphi_{P1} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi} + \Delta Q_T^{\Gamma\Pi\Pi} - \sum_{i=1}^n Q_{CДi} - Q_{ст.В}}{P_{P1}};$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{P3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{\Gamma\Pi\Pi} + \sum_{i=1}^n Q_{кyи} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.иi}}{P_{P3}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{P1} = \frac{3397 + 820 - 990 - 2700}{5350} = 0,10;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{P3} = \frac{(2457 + 414) + 820 + 5456 - 6450 - 1800}{5317} = 0,11$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{CД.иi} - Q_{CДi})}{Q_P} \cdot 100\% .$$

$$Q_{рез\%} = \frac{10240 - 1980}{12172} \cdot 100\% = 67\% .$$

Выводы по разделу 9

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg}\varphi_p = 0,10$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg}\varphi_{эс} = 0,12$, объясняется наличием в большом количестве значительной мощности синхронных двигателей, которые являются источниками реактивной мощности.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

91

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 10.1

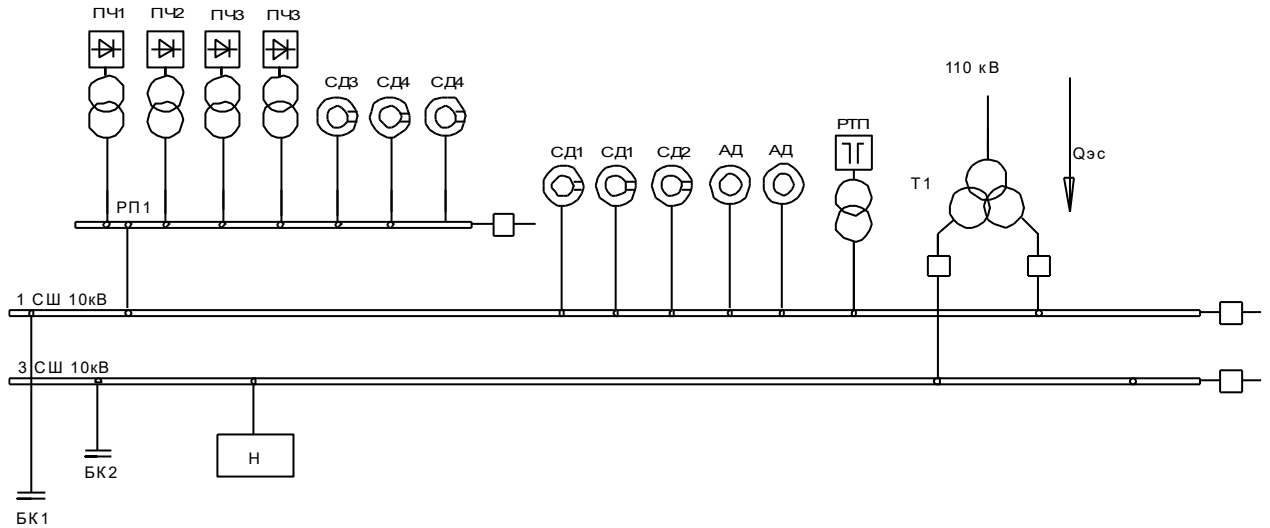


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 10.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 10.1.

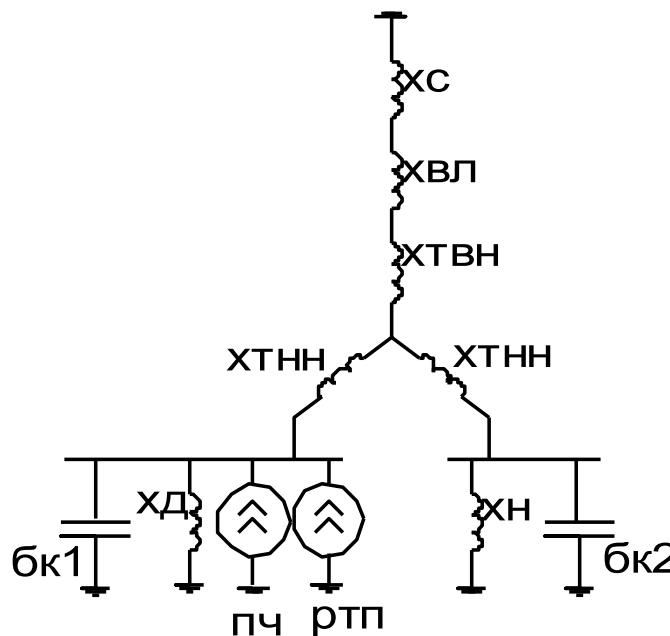


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2.

Сопrotивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_k}, \quad (10.1)$$

где S_k – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3500 \cdot 10^6} \cdot v = 0,04 \cdot v.$$

Сопrotивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ct}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (10.2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{lv} = 0,43 \cdot 10,7 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,04 \cdot v.$$

Сопrotивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ct}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (10.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot v = 0,46 \cdot v.$$

Сопrotивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (10.4)$$

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot v = 0,06 \cdot v.$$

Сопrotивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (10.5)$$

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot v = 0,81 \cdot v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{Дв} = \frac{17 \cdot v}{S_{Д\sigma}}, \quad (10.6)$$

где $S_{Д\sigma}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{Дв} = \frac{17 \cdot v}{10,57} = 1,61 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{НВ} = \frac{U_{ст}^2}{S_{Н}} \cdot v. \quad (10.7)$$

$$x_{НВ} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 13148)^2 + (0,5 \cdot 14542)^2}} \cdot v = 11,2 \cdot v.$$

Сопротивление батарей конденсаторов

$$x_{БКv} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (10.8)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{БК1v} = -\frac{10500^2}{2,7 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-40,8}{v}.$$

$$x_{БКv} = -\frac{10500^2}{1,8 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-61,2}{v}$$

Источниками искажения являются:

- РТП, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13.
 - Преобразователи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.
- Эквивалентные токи гармоник для данного источника искажения

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2}, \quad (10.9)$$

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v^2} = \frac{137}{v^2}.$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники равен току 3-й гармоники.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

94

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками

$$I_{v2} = \frac{S_{\text{п}\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot v}, \quad (10.9)$$

где $S_{\text{п}\Sigma}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{v\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $v=5$ и $v=7$ принимается $k_{v\Sigma}=0,9$, $v=11$ и $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

$$I_{v2} = \frac{3145 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{173 \cdot k_{v\Sigma}}{v}$$

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ПЧ и РТП

$$I_{v\Sigma} = I_{v1} + I_{v2}$$

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.9) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

v	x_{cv}	x_{lv}	$x_{\text{тн}v}$	$x_{\text{тн}v}$	$x_{\text{бк}1v}$	$x_{\text{бк}2v}$	$x_{\text{д}v}$	$x_{\text{н}v}$	I_{v1}	I_{v2}	$I_{v\Sigma}$
2	0,08	0,08	0,12	1,62	-40,83	-20,42	3,22	22,40	15,22	-	0,08
3	0,12	0,12	0,18	2,43	-27,22	-13,61	4,83	33,60	15,22	-	0,12
5	0,2	0,20	0,30	4,05	-16,33	-8,17	8,05	56,00	5,48	31,14	0,2
7	0,28	0,28	0,42	5,67	-11,67	-5,83	11,27	78,40	2,80	22,24	0,28
11	0,44	0,44	0,66	8,91	-7,42	-3,71	17,71	123,20	1,13	11,80	0,44
13	0,52	0,52	0,78	10,53	-6,28	-3,14	20,93	145,60	0,81	9,98	0,52

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2, представим на рисунке 10.3.

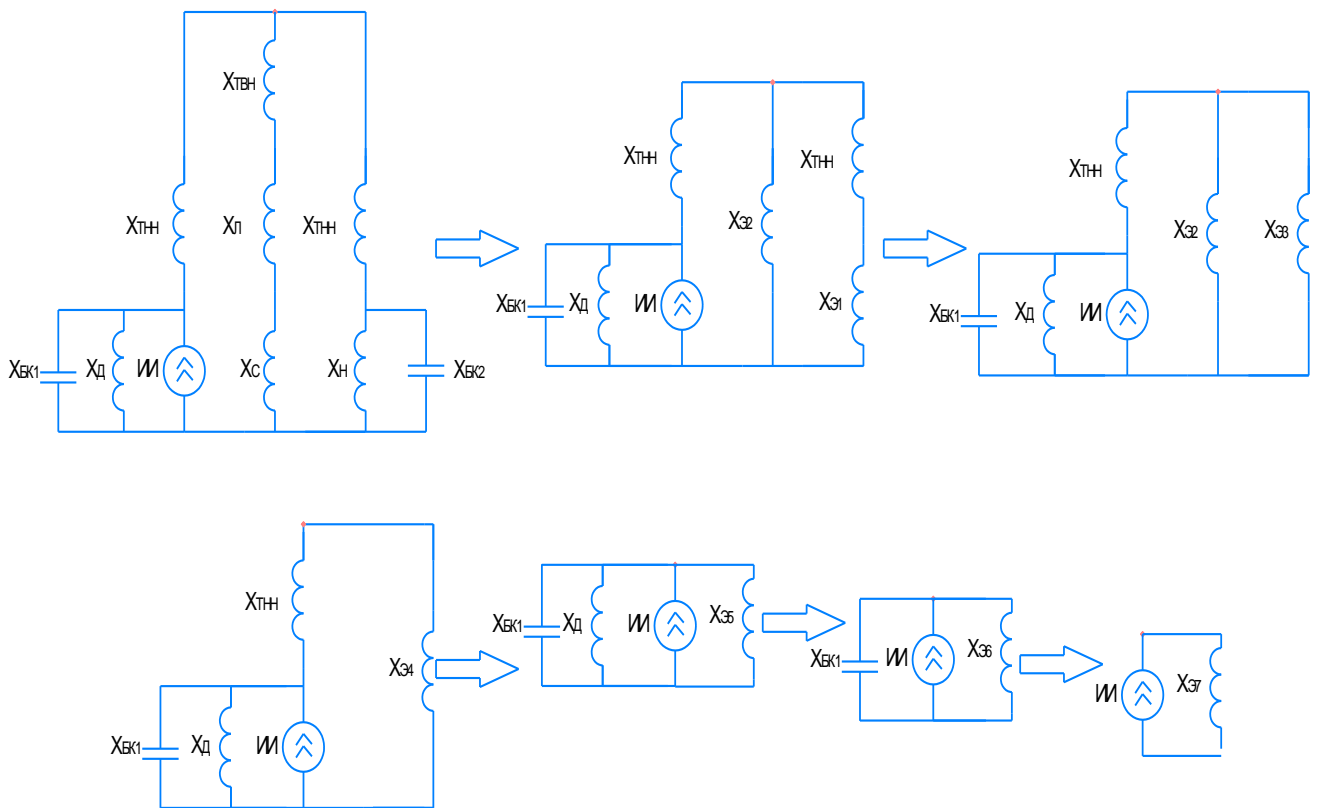


Рисунок 10.3 – Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\varepsilon 1v} = \frac{X_{\text{бк}2v} \cdot X_{\text{нв}}}{X_{\text{бк}2v} + X_{\text{нв}}} \quad (10.10)$$

$$X_{\varepsilon 2v} = X_{\text{св}} + X_{\text{лв}} + X_{\text{твнв}} \quad (10.11)$$

$$X_{\varepsilon 3v} = X_{\varepsilon 1v} + X_{\text{тннв}} \quad (10.12)$$

$$X_{\varepsilon 4v} = \frac{X_{\varepsilon 2v} \cdot X_{\varepsilon 3v}}{X_{\varepsilon 2v} + X_{\varepsilon 3v}} \quad (10.13)$$

$$X_{\varepsilon 5v} = X_{\text{тннв}} + X_{\varepsilon 4v} \quad (10.14)$$

$$X_{\varepsilon 6v} = \frac{X_{\varepsilon 5v} \cdot X_{\text{дв}}}{X_{\varepsilon 5v} + X_{\text{дв}}} \quad (10.15)$$

$$X_{\varepsilon 7v} = \frac{X_{6k1v} \cdot X_{\varepsilon 6v}}{X_{6k1v} + X_{\varepsilon 6v}} \quad (10.16)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot X_{\varepsilon 7v} \quad (10.17)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = I_v \cdot X_{\varepsilon 7v} \cdot \frac{X_{\varepsilon 1v} \cdot X_{\varepsilon 4v}}{X_{\varepsilon 3v} \cdot X_{\varepsilon 5v}} \quad (10.18)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% . \quad (10.19)$$

Результаты расчета по формулам (10.10) – (10.19) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2

v	$X_{\varepsilon 1v}$	$X_{\varepsilon 2v}$	$X_{\varepsilon 3v}$	$X_{\varepsilon 4v}$	$X_{\varepsilon 5v}$	$X_{\varepsilon 6v}$	$X_{\varepsilon 7v}$	$U_{\text{сш1v}}$	$U_{\text{сш3v}}$	$K_U^{\text{СШ1}}$	$K_U^{\text{СШ3}}$
2	-230,59	0,28	-228,97	0,28	1,90	1,20	1,23	18,74	2,78	4,33%	0,23%
3	-22,88	0,42	-20,45	0,43	2,86	1,80	1,92	29,27	4,91		
5	-9,56	0,70	-5,51	0,80	4,85	3,03	3,72	136,08	39,02		
7	-6,30	0,98	-0,63	-1,78	3,89	2,89	3,84	96,23	-439,55		
11	-3,83	1,54	5,08	1,18	10,09	6,43	47,94	619,71	-54,65		
13	-3,21	1,82	7,32	1,46	11,99	7,62	-35,73	-385,60	20,56		

Из таблицы 10.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [42], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 4,33 < K_{\text{У.н.доп}} = 8\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 0,23 < K_{\text{У.н.доп}} = 5\%$.

Преобразование схемы замещения для расчета коэффициента искажения синусоидальности на сборных шинах РП1, представим на рисунке 10.4

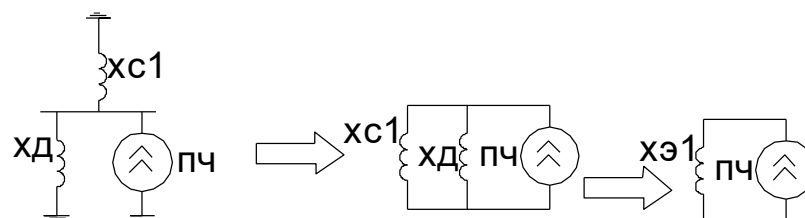


Рисунок 10.4 – преобразование схемы замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.4

Сопротивление энергетической системы

$$x_{c1v} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{k5}}, \quad (10.20)$$

где S_{k5} – мощность КЗ на шинах РП1, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{231 \cdot 10^6} \cdot v = 0,31 \cdot v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{дс}}, \quad (10.21)$$

где $S_{дс}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, подключенных к РП1, МВА.

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{5,24} = 3,25 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление

$$x'_{э1v} = \frac{x_{эc1v} \cdot x_{д1v}}{x_{эc1v} + x_{д1v}} \quad (10.22)$$

Напряжение на сборных шинах РП1 определим по формуле

$$U_{РП1v} = I_{v2} \cdot x'_{э1v} \quad (10.23)$$

Результаты расчета по формулам (10.20) – (10.23) представим в таблице 10.3.

Таблица 10.3

v	x_{c1v}	$x_{д1v}$	$x'_{э1v}$	I_{v2}	$U_{РП1v}$	$K_U^{РП1}$
5	1,55	16,25	1,42	31,14	44,06	0,47%
7	2,17	22,75	1,98	22,24	44,06	
11	3,41	35,75	3,11	11,80	36,72	
13	4,03	42,25	3,68	9,98	36,72	

Из таблицы 10.3 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [42], а именно: $K_U^{РП1} = 0,47 < K_{U.н.доп} = 5\%$.

10.2 Расчет колебаний напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

$$\delta U_{t.СШ1} = \frac{\sqrt[4]{N_{дсп}} \cdot S_{дсп}}{S_{к.з}} \cdot 100\% \quad (10.20)$$

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ в точке СШ1, МВ·А.

$S_{п.т.i}$ – мощность i-той печи, ВА;

$$\delta U_{t.СШ1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 2,5}{234} \cdot 100\% = 1,06\%$$

При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приемников электроэнергии допускается превышение нормативных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других потребителей, питающихся от СЭС предприятия.

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШ3

$$\partial U_{t.СШ3} = \partial U_{t.СШ1} \cdot \frac{X_{\text{э}1\text{v}} \cdot X_{\text{э}4\text{v}}}{X_{\text{э}3\text{v}} \cdot X_{\text{э}5\text{v}}}$$

$$\partial U_{t.СШ3} = 1,06 \cdot \frac{26,26 \cdot 0,12}{27,07 \cdot 0,93} = 0,13\%$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения в точке СШ3 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{\text{доп}} = 1\%$.

10.3 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (10.20)$$

где U_2 –напряжение обратной последовательности, кВ;

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$x_{кз}$ – сопротивление КЗ в точке подключения печи к распределительной сети.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

99

Сопротивление КЗ в точке подключения печи к распределительной сети

$$X_{\text{кз}} = X'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} \quad (10.21)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi} \quad (10.22)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P'_{\text{п}} + P''_{\text{п}}; \quad (10.23)$$

где $P'_{\text{п}}$ – мощности «мертвой» фазы, Вт;

$P''_{\text{п}}$ – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мертвой» и «дикой» фазы

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.24)$$

$$P''_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.25)$$

где $\xi_{\text{кз}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки ($\xi_{\text{кз}}=0,3$).

Результаты расчета по формулам (10.19) – (10.25) представим в виде таблицы 10.4

Таблица 10.4

$X'_{\text{кз}}$, о.е.	U_6 , кВ	S_6 , МВ·А	$X_{\text{кз}}$, Ом	$P_{\text{п}}$, кВт	$P'_{\text{п}}$, кВт	$P''_{\text{п}}$, кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
8,52	10,5	1000	0,94	1000	708	958	114,6	107,6	1,02

Из данных таблицы 10.4 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [42].

10.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчет напряжения на зажимах ЭД (рисунок 10.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 10.5.



Рисунок 10.5 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = U_{c} \cdot \frac{X_{пэ}}{X_{c} + X_{пэ}},$$

где U_{c} – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

X_{c} – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_{б} \cdot U_{ном}^2}{S_{пэ} \cdot U_{б}^2},$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{пэ}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{пэ} = \sqrt{(\sum P_{н})^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_{н})^2},$$

где $P_{н}$ – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_{н}$ – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

101

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{\text{п}} = \frac{P_{\text{д.н}} \cdot K_{\text{п}}}{\cos \varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}};$$

где $P_{\text{д.н}}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;
 $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока ЭД.

$$S_{\text{п}} = \frac{1600 \cdot 2}{0,95 \cdot 0,90} = 3743 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{\text{п.э}} = \sqrt{9890^2 + (3743 + 347)^2} = 10457 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{\text{пэ}} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{10,4 \cdot 10,5^2} = 95,6.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{\text{д}} = 10,5 \cdot \frac{95,6}{8,52 + 95,6} = 9,64 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [38]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{\text{с}} - U_{\text{д}}}{U_{\text{с}}} \cdot 100\% .$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,64}{10,5} \cdot 100\% = 8,2 < 20\% .$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу 10

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения и провал напряжения при пуске двигателей. Расчет показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

102

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-25000/110/10/10

Согласно ПУЭ для трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

11.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87 [43]. Она включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки I_{ds} ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка I_d/I_1 ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка I_d/I_2 ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{d\max}$;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{сп1}}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ А.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

103

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-150-0,5/10Р:
 $I_{1Н} = 150 \text{ А}, I_{2Н} = 5 \text{ А}.$
– на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}.$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1374,6 \text{ А}.$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р: $I_{1Н} = 1500 \text{ А},$
 $I_{2Н} = 5 \text{ А}.$

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{ВН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{ВН} = \frac{150}{5} = 30$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{НН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{НН} = \frac{1500}{5} = 300$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{Т.Н} < I_{ТТ.Н} < 2,5 \cdot I_{Т.Н}$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 125,5 < 150 < 2,5 \cdot 125,5 \text{ А}.$$

$$12,6 < 150 < 313,8 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 1374,6 < 1500 < 2,5 \cdot 1374,6 \text{ А}.$$

$$137,5 < 1500 < 3436,6 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

104

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{Т.В}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$$X_{Т.В}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,172.$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_c^* + X_{вл}^* + K_1 \cdot X_{Т.В}^{(1)*}.$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$X_6 = \frac{U_6^2}{S_{Т.Н}}$$

$$X_6 = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 529$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,007 + 0,008 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,204.$$

То же в именованных единицах

$$X = 0,204 \cdot 529 = 107,9 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}.$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжение, В;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 107,9} = 1204 \text{ А.}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ

$$K_{10} = \frac{I_{\text{бр.нам.ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}$$

$$K_{10} = \frac{1204}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,6 < 6,7$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть $K_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}$$

где $R_{\text{к}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{\text{вх.терм}}$ – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{к}}}{S_{\text{к}}}$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом · мм² / м.

$$R_{\text{к}} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для $R_{\text{нагр}} = 0,64 \text{ Ом}$ определяем $K_{10} = 24 > 20$. Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{\text{Т.Н}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}} \cdot K_{10}'$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106

$$K_{10} = \frac{125,5}{150} \cdot 20 = 16,7 < 24.$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} < 8 \cdot I_{\text{т.н.}}$$

$$1179 > 8 \cdot 125,5 \text{ А}$$

$$1179 > 1004 \text{ А}$$

Условие не выполняется, следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{\text{дс.мин}} = K_{\text{отс}} \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{1 - \Delta U_{\text{рпн}}} + 0,02 \right).$$

где $\Delta U_{\text{рпн}}$ – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ

$$I_{\text{дс.мин}} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Принимаем к установке $I_{\text{дс.мин}} = 0,34 \%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{т1}}} = K_{\text{отс}} \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{1 - \Delta U_{\text{рпн}}} + 0,02 \right).$$

$$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{т1}}} = 1,1 \cdot \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Принимаем к установке $\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{т1}}} = 0,45 \%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 5,56^3 \cdot 0,45 = 5,44$$

Принимаем к установке $SLP=5,0$.

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70 \%$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65 \%$.

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}^*$$

$$I_{d.макс} > 1,1 \cdot 5,56 \text{ А.}$$

$$I_{d.макс} > 6,1 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн}$$

где $K_{нб}$ – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания; $K_{нб} = 0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.макс.вн}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{I_{к3}^{(3)}}{K_{тн}}$$

где $K_{тн}$ – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.макс}^{вн} = \frac{14 \cdot 10^3}{11} = 1272 \text{ A}$$

что соответствует кратности

$$K = \frac{1272}{125,5} = 10 \cdot I_{n1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.макс} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 10 \cdot I_{n1} = 8,4 \cdot I_{n1}$$

Принимаем к установке $I_{d.макс} = 7 \cdot I_{n1}$.

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

– $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$ с поперечной блокировкой;

– $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$ с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{ds.мин}} \geq 2.$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,7 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 125,5 \cdot 11} = 18,4 \geq 2.$$

На рисунке 11.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10.

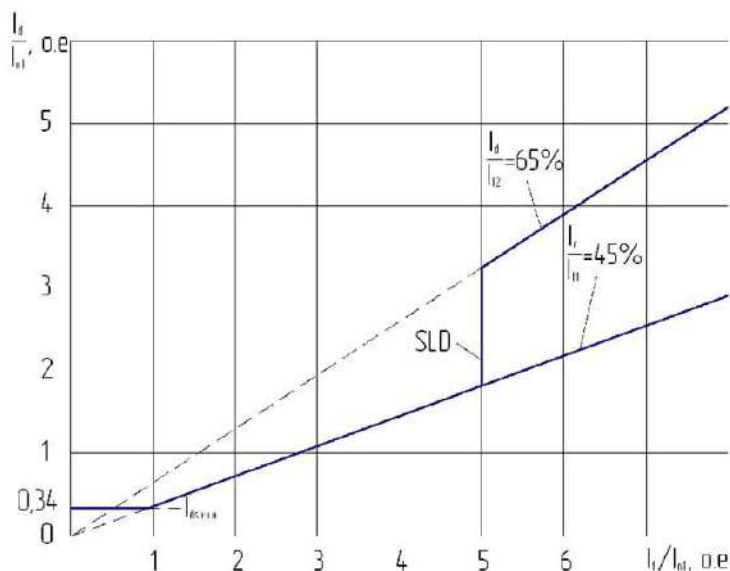


Рисунок 11.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

109

11.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram S20 (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{r.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{т.н}^{нн}.$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки защиты;

K_B – коэффициент возврата защиты;

$K_{з.п}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН,А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2}$$

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 721,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1134,6 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{r.Q2} = 1134,6 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q2} = 9 \text{ с}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q2} = 11346 \text{ А}$

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

110

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{1,05^{0,02} - 1} = 434,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные сводим в таблицу 11.1

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза трансформатора на стороне НН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.z}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	7,7
Q2, Q3	9,0	11346	SIT	3,03	<u>434,5</u> 1191	<u>30,4</u> 2269	<u>19,1</u> 3404	<u>11,6</u> 6808	<u>9,0</u> 11346	<u>10,2</u> 10000

11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{Т.н}^{НН}$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1296,7 \text{ А}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.cekq} + \Delta t$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{sd.Q2} = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока S20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}}$$

$$K_{ч.ко} = \frac{8,7 \cdot 10^3}{1296,7} = 6,68 > 1,5$$

По результатам расчетов, а также данным, представленным в таблице 11.1, на рисунке 11.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3

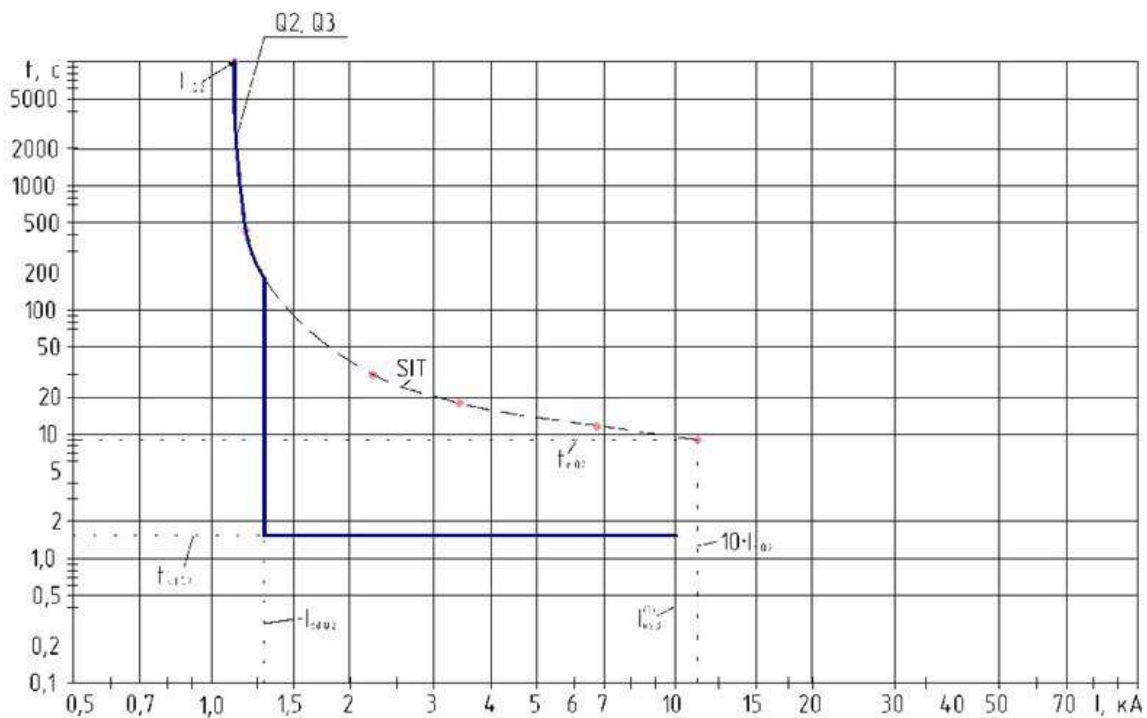


Рисунок 11.2 – Карта селективности

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

112

11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная (ANSI 51), используемая для выключателя, установленного на первичной обмотке трансформатора, обеспечивает защиту от сильных коротких замыканий в первичной обмотке. Уставка тока регулируется на значение больше тока короткого замыкания во вторичной обмотке: таким образом, обеспечивается селективность по току.

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T87. Терминалы включаются во вторичные цепи трансформатора тока.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_b} \cdot K_{з.п} \cdot I_{Т.Н}^{ВН}$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 131,2 = 235,8 \text{ А}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t$$

$$t_{sd.Q1} = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ с}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{ч.co} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{K_{ТН} \cdot I_{sd.Q1}}$$

$$K_{ч.co} = \frac{8,7 \cdot 10^3}{11 \cdot 235,8} = 3,34 > 1,5$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока $I_{sd.Q1} = 235,8$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd.Q1} = 1,9$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q1} = 2358$ А.

Выбираем тип характеристики СИТ.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}$$

$$T_{MS} = \frac{1,9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,64$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,1$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}$$

$$t_{sd}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,64}{1,01^{0,02} - 1} = 46,9 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сводим в таблицу 11.2.

Таблица 11.2

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{с.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{sd}$ А			1,1	2	3	6	10	16,7
Q1	1,9	2358	СИТ	0,64	$\frac{47}{259}$	$\frac{6,4}{472}$	$\frac{4,0}{707}$	$\frac{2,5}{1415}$	$\frac{1,9}{2358}$	$\frac{1,2}{4900}$

По результатам, представленным в таблице 11.2, на рисунке 11.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

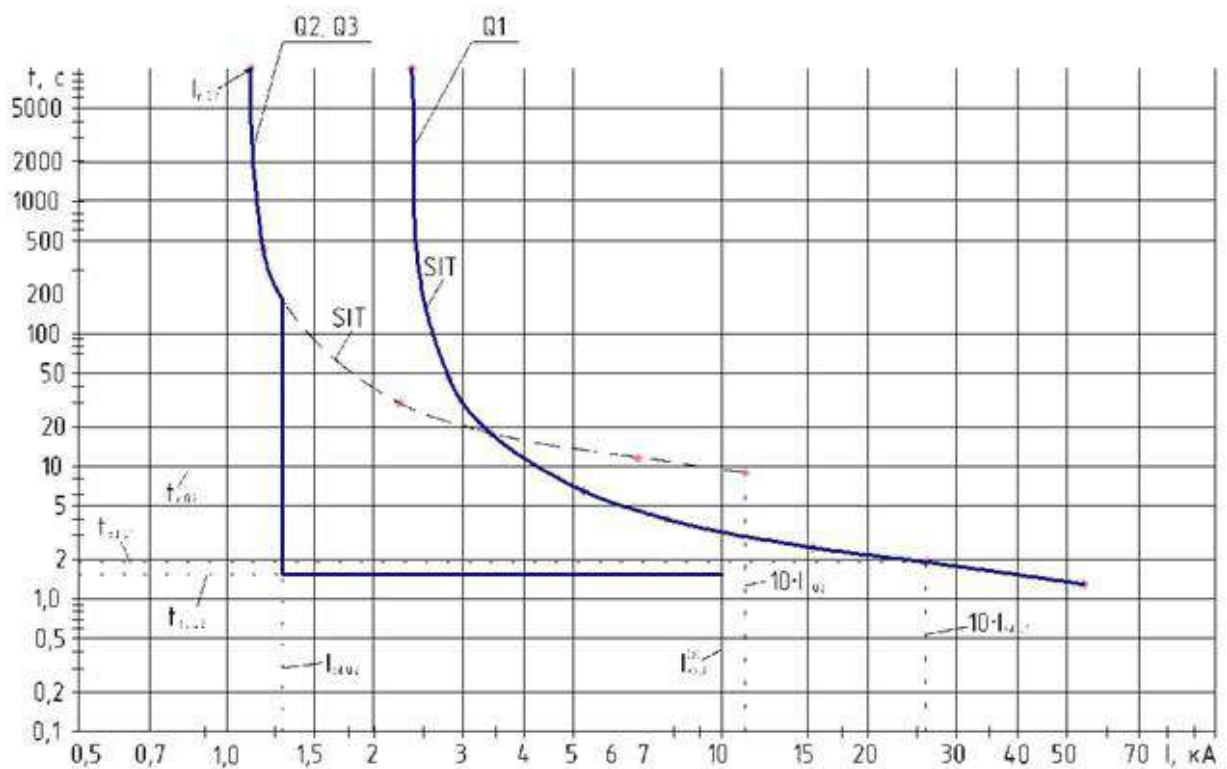


Рисунок 11.3 – Карта селективности

11.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение трансформатора при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM T87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор

11.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Seram T87. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путем измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

Выводы по разделу 11

В данном разделе рассматривались вопросы релейной защиты. Были выбраны установки защиты, построена карта селективности.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		116

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Обоснование выбора местоположения ГПП

Главную понизительную подстанцию (ГПП) следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к нему. Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия.

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок, необходимо учесть следующие факторы:

- площадь, необходимую для размещения ГПП;
- розу ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

Так как центр электрических нагрузок расположен на территории кузнечного цеха, необходимо учитывая выше перечисленные факторы сместить место расположения ГПП. Таким образом, ГПП расположено восточнее ЦЭН и смещено в сторону источника питания. ГПП расположено с подветренной стороны от очагов загрязнения, где отсутствует возможность скопления сточных и грунтовых вод.

РУ 110 кВ ГПП выполнено открытым. Оборудование ОРУ располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий. Ширина проезда составляет 6 метров [15. п. 4.2.45].

Территория ГПП ограждается бетонным забором высотой 2 м [15. п. 4.2.29].

12.2 Основные габариты и разрывы

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ регламентированы Правилами устройства электроустановок [15. таб. 4.2.5] и сведены в таблицу 12.1.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм
1	2
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземлённых конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м	900
Между токоведущими частями разных фаз	2900
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	1650

Продолжение таблицы 12.1

1	2
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключённой верхней	1650
От неограждённых токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3600
Между токоведущими частями в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или неотключённой другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном состоянии до ошиновки, присоединённой ко второму контакту	1100

12.3 Основные требования к установке трансформаторов

Трансформаторы устанавливаются так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

На стадии проектировки фундаментов для трансформаторов 110 кВ должно предусматриваться:

- непосредственная установка трансформатора на фундамент без кареток и рельс;
- места для установки домкратов.

Уклон трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле создается путем подкладок под катки.

Трансформаторы устанавливаются так, чтобы отверстие выхлопной трубы не было направлено на рядом расположенное оборудование.

Вдоль путей перекачки, а также у фундаментов трансформаторов предусмотрены анкеры, позволяющие зацеплять за них лебедку, направляющие блоки, используемые при перекачке трансформаторов в обоих направлениях на собственных катках.

Под трансформаторами и воздушными выключателями уложен гравий для улавливания масла в случае повреждения баков. Гравий уложен на 25 см выше поверхности планировки. Масло по каналам отводится в маслоуловитель. Для трансформаторов ГПП ТРДН-25000/110 и массой масла 48,7т габариты подсыпки – 1,5 м от трансформатора. Фундаменты трансформаторов изготовлены из железобетона.

Расстояние в свету между трансформаторами не менее 2 м.

Для осмотра и обслуживания газового реле, а также для подъема на трансформатор для осмотра и ремонта при полном отключении предусмотрена стационарная лестница со стороны расширителя.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

12.4 Безопасный осмотр высоко расположенных токоведущих частей

При обслуживании и ремонте электроустановок запрещено пользоваться связанными и металлическими лестницами, а также ящиками, табуретками и другими посторонними предметами.

Применяемы подмости и лестницы должны иметь основания, обитые резиной. Лестницы, устанавливаемые на земле должны иметь на основаниях острые металлические наконечники. Верхним концом лестницы должны надежно упираться на прочную основу. При необходимости разрешается опереть лестницу на провод предусмотренным крючком.

Работ с применением лестницы производится двумя лицами, одно из которых находится внизу.

Необходимо применять средства, предохраняющие от падения с высоты (предохранительный пояс и страхующий канат).

12.5 Проходы и проезды на ОРУ

По территории ОРУ обеспечен проезд автомобильного транспорта. Автодороги с покрытием предусматриваются к порталу ревизии трансформаторов и к ЗРУ ГПП. Ширина проезжей части внутриплощадочных дорог составляет 6 м.

Для обслуживающего персонала на территории ОРУ предусмотрены ходовые дорожки шириной не менее 0,8 м с улучшенным покрытием.

12.6 Правила окраски токоведущих частей

Распознавания частей и фаз одноименных шин в ЗРУ шины [15] окрашены:

Фаза А – желтый;

Фаза В – зеленый;

Фаза С – красный цвет.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет.

12.7 Перечень защитных средств, необходимых на ГПП

Персонал ГПП снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания согласно "Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках". Перечень защитных средств необходимых на ГПП представлен в таблице 12.2.

Также на ГПП предусмотрены плакаты, служащие для предупреждения об опасности приближения к частям, находящимся под напряжением.

									Лист
									119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ				

Таблица 12.2 – Защитные средства на ГПП

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
Штанга изолирующая 110/10 кВ	шт	2
Указатель напряжения 110/10 кВ	шт	2
Диэлектрические боты	пара	1
Диэлектрические перчатки	пара	2
Временные ограждения	шт	2
Переносные заземления 110 кВ	шт	2
Предупредительные плакаты	шт	2
Защитные очки	шт	2
Противогаз изолирующий	шт	2

12.8 Требования к устройству дверей и оснащению их замками

Двери из ЗРУ (2шт) должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Замки в дверях помещений ЗРУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей ЗРУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования [15. п. 4.2.96].

12.9 Электробезопасность

12.9.1 Установка заземляющих ножей, блокировка приводов коммутационной аппаратуры

РУ оборудовано заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки без применения переносных заземлений. Заземляющие ножи окрашены в черный цвет, рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет. Приводы выключателей имеют указатели “включено” и “отключено”.

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами.

Оперативная блокировка должна исключать:

-подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

Оперативная блокировка КРУ - 10 кВ.

Применяется два вида блокировки - электромагнитная и механическая. Электромагнитной оперативной блокировкой оборудуются те ячейки КРУ, на которых возможна подача обратного напряжения от питаемых присоединений. Данный тип блокировки предотвращает включение заземляющих ножей при наличии напряжения и присоединении или секции. Выполняется на логических цепочках, состоящих их блок - контактов коммутационных аппаратов присоединений и секций. Данные логические цепочки дают разрешение на операции с заземляющими ножами при правильном положении коммутационных аппаратов.

Дополнительно эти ячейки и ячейки других присоединений оборудованы механической блокировкой, которая запрещает следующие операции:

- выкатывание тележки с выключателем из рабочего положения при включенном выключателе;
- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенном выключателе;
- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенных заземляющих ножах;
- включение выключателя при нефиксации тележки в рабочем или испытательном положении.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособления для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

12.9.2 Расчет защитного заземления ГПП

Заземление осуществляется преднамеренным соединением электроустановок с заземляющими устройствами.

Заземляющее устройство - это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники - металлические проводники, соединяющие заземленные части электроустановок с заземлителем. Сопротивление, которое оказывает грунт току, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивление растеканию относятся не к грунту, а к заземлителю и используют условный термин «сопротивление заземлителя».

Сопротивление заземлителя:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

Исходные данные для расчета заземлителя:

- заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}^2$ и вертикальных стержневых электродов длиной $L_B = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$, глубина заложения электродов в землю $t_B = 0,8 \text{ м}$.

									Лист
									121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ				

- удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли $\rho_1=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_2=50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ соответственно. Мощность верхнего слоя земли $h_1=2 \text{ м}$.

Расчетный ток замыкания на землю на стороне 10 кВ

$$I_3 = \frac{350}{U_{\text{Л}}} \cdot 35 \cdot I_{\text{КЛ}} + I_{\text{ВЛ}},$$

где $I_{\text{КЛ}}$ – суммарная длина всех кабельных линий 10 кВ, км;

$I_{\text{ВЛ}}$ – суммарная длина воздушной линии.

$$I_3 = \frac{350}{10 \cdot 10^3} \cdot 35 \cdot 2,25 + 0 = 2,756 \text{ А.}$$

Для ОРУ 110 кВ согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Для ЗРУ 10 кВ согласно ПУЭ в установках 6-10 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства выполняются с учетом сопротивления:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} < 10 \text{ Ом,}$$

$$R_3 \leq \frac{250}{2,756} = 90,7 \text{ Ом.}$$

Расчитанное сопротивление не удовлетворяет поставленному условию, следовательно, согласно ПУЭ для общего контура заземления, принимаем значение $R_3=0,5 \text{ Ом}$.

В качестве естественного заземлителя подстанции предполагается использовать систему трос-опоры двух подходящих к ГПП воздушных линий электропередачи 110 кВ на ж/б опорах с длиной пролета 150 м.

Каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $S=50 \text{ мм}^2$. Расчетное сопротивление заземлителя одной опоры $r_{\text{ОП}}=12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя двух линий:

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{ОП}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_t}}, \text{ Ом,}$$

где l – длина пролета линии, м;

n_t – число тросов на опоре.

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,162 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{И}$ рассчитывается с учетом того, что $R_3=0,5 \text{ Ом}$, $R_E=1,162 \text{ Ом}$:

$$R_{И} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3}, \text{ Ом},$$

$$R_{И} = \frac{1,162 \cdot 0,5}{1,162 - 0,5} = 0,878 \text{ Ом}.$$

Тип заземлителя - контурный (распределительный), т.е. в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов. Вертикальные электроды размещаются по периметру территории ГПП.

Составим предварительную схему заземлителя и нанесем ее на план подстанции (рисунок 12.1).

Схема заземлителя подстанции представлено на рисунок 12.1

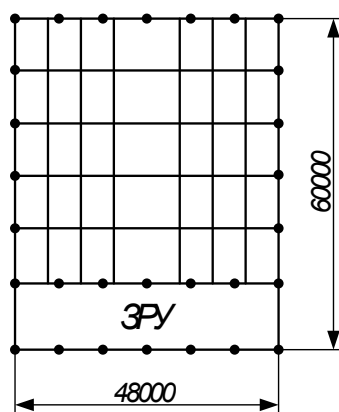


Рисунок 12.1 – Предварительная схема заземлителя

На предварительной схеме определим суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_{Г}=730,8 \text{ м}$, $n=32 \text{ шт}$.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S=60 \cdot 48=2880 \text{ м}^2$.

Длина одной стороны при этом составит $\sqrt{S}=\sqrt{2880}=53 \text{ м}$.

Количество ячеек на одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1,$$

$$m = \frac{730,8}{2 \cdot \sqrt{2880}} - 1 = 5,89.$$

Принимаем $m = 6$.

Уточняем суммарную длину горизонтального электрода:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, \text{ м,}$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (6+1) \cdot \sqrt{2880} = 742 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м,}$$

$$b = \frac{\sqrt{2880}}{6} = 8,8 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \text{ м,}$$

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{2880}}{32} = 6,6 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{В}} = n \cdot l_{\text{В}}, \text{ м,}$$

$$L_{\text{В}} = 32 \cdot 5 = 160 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{l_{\text{В}} + t_{\text{В}}}{\sqrt{S}}, \text{ м,}$$

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{2880}} = 0,109 \text{ м.}$$

Относительная длина:

$$l_{\text{ОТН}} = \frac{h_1 - t_{\text{В}}}{l_{\text{В}}}, \text{ м,}$$

$$l_{\text{ОТН}} = \frac{2 - 0,8}{5} = 0,24 \text{ м.}$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Схема модели заземлителя представлено на рисунок 12.2

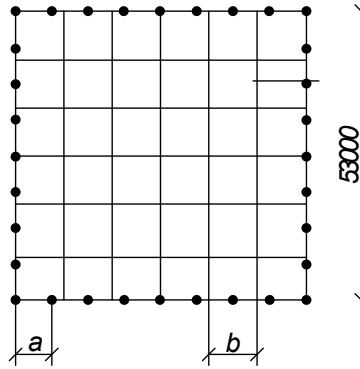


Рисунок 12.2 – Расчетная модель заземлителя

Расчетное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K$$

Отношение $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{50} = 2$, т.к. $1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10$, то значение К равно:

$$K = 0,43 \cdot \left(1_{\text{ОТН}} + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right),$$

$$K = 0,43 \cdot \left(0,24 + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{6,6 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,176.$$

Тогда по формуле (12.1) эквивалентное сопротивление грунта равно:

$$\rho_{\text{Э}} = 50 \cdot 2^{0,176} = 56,49 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{\text{И}} = \frac{A \cdot \rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_B}$$

Т.к. $0,1 < t_{\text{ОТН}} = 0,109 < 0,5$, то

$$A = 0,358 - 0,25 \cdot t_{\text{ОТН}} = 0,358 - 0,25 \cdot 0,109 = 0,357.$$

Тогда по формуле (12.2) сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{\text{И}} = 0,357 \cdot \frac{56,49}{53} + \frac{56,49}{742 + 160} = 0,443 \text{ Ом}.$$

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

Общее сопротивление заземлителя ГПП:

$$R_3 = \frac{R_{\text{И}} \cdot R_{\text{Е}}}{R_{\text{И}} + R_{\text{Е}}}, \text{ Ом},$$

$$R_3 = \frac{0,443 \cdot 1,162}{0,443 + 1,162} = 0,32 \text{ Ом}.$$

Потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{3\text{У}} = I_3 \cdot R_3, \text{ кВ},$$

$$\varphi_{3\text{У}} = 15,71 \cdot 0,32 = 5,027 < 10 \text{ кВ}.$$

Искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм общей длиной не менее 742 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 32 шт., диаметром 14 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, т.е. на одинаковом расстоянии один от другого. Глубина погружения электродов в землю 0,8 м. При этих условиях сопротивление R искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,443 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом R_3 , т.е. общее сопротивление искусственного и естественного заземлителей, будет не более 0,5 Ом.

12.9.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции

На РУ ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация элегазовых выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения. Предусматривается передача аварийного сигнала на щит управления. В проекте предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные правилами или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль изоляции осуществляется посредством трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 УТ-10УЗ, устанавливаемых на каждую секцию шин ГПП.

Реле КV включено на напряжение нулевой последовательности, полученное геометрической суммой напряжений двух неповрежденных фаз. При ОЗЗ реле КV срабатывает и подает сигнал на щит управления подстанции. Для контроля изоляции на каждой отходящей линии установлены трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10. Первичной обмоткой данных трансфор-

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

ток нулевой последовательности равен нулю. При замыкании на землю к току утечки прибавляется ток ОЗЗ и защита срабатывает (рисунок 12.3).

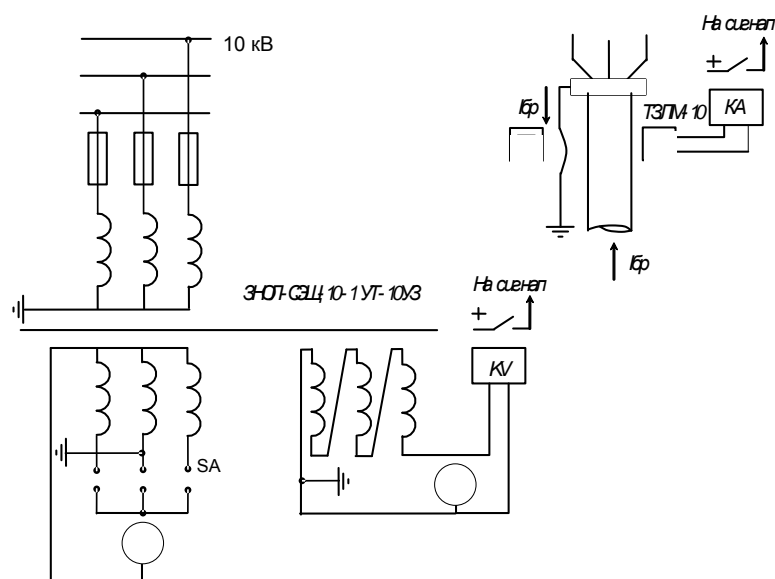


Рисунок 12.3 – Схемы сигнализации ОЗЗ в сети 10 кВ

12.10 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Освещение выполняется согласно требованиям СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». На ГПП предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220В. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12В.

Световой поток определяется по выражению:

$$\sum \Phi = \frac{1000 \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3}{\mu \cdot l}$$

где $E_{\text{н}}$ – минимальная освещенность, принято для ГПП по шкалам освещенности, $E_{\text{н}} = 5$ лк;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света, $K_3 = 1,5$;

l – суммарная условная освещенность от близлежащих источников, $l = 1$;

μ – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока, $\mu = 1,1$.

$$\sum \Phi = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,18 \text{ лм.}$$

					Лист
13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ					127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot K_{\text{зап}} \cdot S \cdot Z}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{сп}}},$$

где $\eta_{\text{сп}}$ – КПД прожектора, $\eta_{\text{сп}} = 0,65$;

Z – отношение средней освещенности к минимальной, $Z = 1,2$;

S – площадь ОРУ ГПП, $S = 1728 \text{ м}^2$;

$$N_{\text{пр}} = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 1728 \cdot 1,2}{6818,18 \cdot 0,65} = 3,51 \text{ шт.}$$

Примем число прожекторов равным $N = 4$.

Мощность одной лампы:

$$P = \frac{W \cdot S}{N},$$

где W – удельная мощность, $W = 1 \text{ Вт/м}^2$

$$P = \frac{1 \cdot 1728}{4} = 432 \text{ Вт.}$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{400}}$$

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

$$H = \sqrt{\frac{6818,18}{400}} = 4,2 \text{ м.}$$

К установке принимаем 4 прожектора типа РКУОЗ-500-001-УХЛ1 с лампами ДРЛ мощностью по 500 Вт. Устанавливаются прожекторы по углам ОРУ ГПП га высоте $h = 5 \text{ м}$.

12.11 Пожарная безопасность

Территория ОРУ-110 кВ в соответствии с НПБ 105-03 относится к категории В_н. Конструкции ОРУ выполняются из негорючих материалов (железобетон, металл).

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструктивное исполнение маслостока трансформаторов ГПП исключает его возгорание и распространение по нему пожара. Выхлопные трубы трансформаторов направляются таким образом, чтобы избежать попадания выбросов на электрооборудование и сооружения.

Пожары в ЗРУ относятся к классу Е, т.к. связаны с горением электроустановок. Двери камер, имеющих маслонаполненное оборудование, выполнены из материала с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Здание ЗРУ выполнено из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,75 часа.

Установленные в ЗРУ-10 кВ трансформаторы собственных нужд имеют суммарную массу трансформаторного масла меньше 1000 кг, поэтому маслосборники не выполняются.

Здание ЗРУ в соответствии с ППБ 01-03 оснащаются пожарными щитами ЩП-Е. Пожарный щит ЩП-Е оснащается следующими первичными средствами пожаротушения:

1. углекислотный огнетушитель ОУ – 4;
2. крюк с деревянной рукояткой – 1;
3. комплект для резки электропроводов (ножницы, диэлектрические боты, коврик) – 1;
4. асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала) – 1;
5. лопата совковая – 1;
6. ящик с песком – 1.

Для тушения пожаров на ОРУ предусмотрен пожарный гидрант. По телефону осуществляется связь с пожарной охраной.

12.12 Расчет молниезащиты

Для защиты силовых трансформаторов, ОРУ 110 кВ, ЗРУ 10 кВ от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линий, предусмотрена установка ОПН: в сети 110кВ каждого силового трансформатора-ОПН-110-II-УХЛ1; на шинах 10кВ ОПН-10 в шкафах трансформатора напряжения; со стороны нулевых выводов, в нейтрали каждого силового трансформатора предусматривается установка ОПН-II-110/56-УХЛ1.

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии служат молниеотводы, принимающие на себя разряд молнии и отводящие по токоотводу ток разряда в землю.

Подстанция относится к 1 категории по устройству молниезащиты, защитная зона которой относится к типу А.

Устанавливаем 4 молниеотвода на порталах.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

Ожидаемое число поражений молнией строений, найдем по формуле:

$$N=(L+6\cdot h)\cdot(S+6\cdot h)\cdot n\cdot 10^{-6},$$

где L, S – длина и ширина защищаемого объекта, 60 м, 48 м соответственно;
 h – наибольшая высота по portalу, 11,5 м; n – среднее число ударов молнии на 1 км^2 земной поверхности в район рас положения подстанции при 40-60 часах грозовой деятельности в году, $n = 6$.

$$N=(60+6\cdot 11,5)\cdot(48+6\cdot 11,5)\cdot 6\cdot 10^{-6}=0,09.$$

Высота молниеотвода выбирается из условия:

$$D \leq 8\cdot(H-h_x),$$

где D – максимальное расстояние между молниеотводами, м;
 h_x – высота опорной конструкции (portalа), 11,5 м;
 H – высота молниеотвода, м.

$$H \geq \frac{D}{8} + h_x, \text{ м,}$$

$$H \geq \frac{23}{8} + 11,5 = 14,375 \text{ м.}$$

Принимаем $H = 14,375$ м.

Проверка защищаемого пространства на высоте $h_x = 11,5$ м:

$$r_{11,5} = ha \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{H}},$$

где $ha = H - h_x = 14,375 - 11,5 = 2,875$ м.

$$r_{11,5} = 8 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11,5}{14,375}} = 7,1 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина зоны защиты двух молниеотводов на высоте 11,5 м:

$$2 \cdot b_{11,5} = 4 \cdot r_{11,5} \cdot \frac{7 \cdot ha - a}{14 \cdot ha - a},$$

- при расстоянии между молниеотводами $b = 44,8$ м:

$$2 \cdot b_{11,5} = 4 \cdot 7,1 \cdot \frac{7 \cdot 8 - 44,8}{14 \cdot 8 - 44,8} = 5,36 \text{ м.}$$

$b_{1,4} = b_{2,3} = 2,68$ м.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

- при расстоянии между молниеотводами $b = 23$ м:

$$2 \cdot b_{11,5} = 4 \cdot 7,1 \cdot \frac{7,8 - 23}{14 \cdot 8 - 23} = 11,9 \text{ м.}$$

$$b_{1,2} = b_{3,4} = 5,95 \text{ м}$$

Зона молниезащиты представлена на рисунке 13.4.

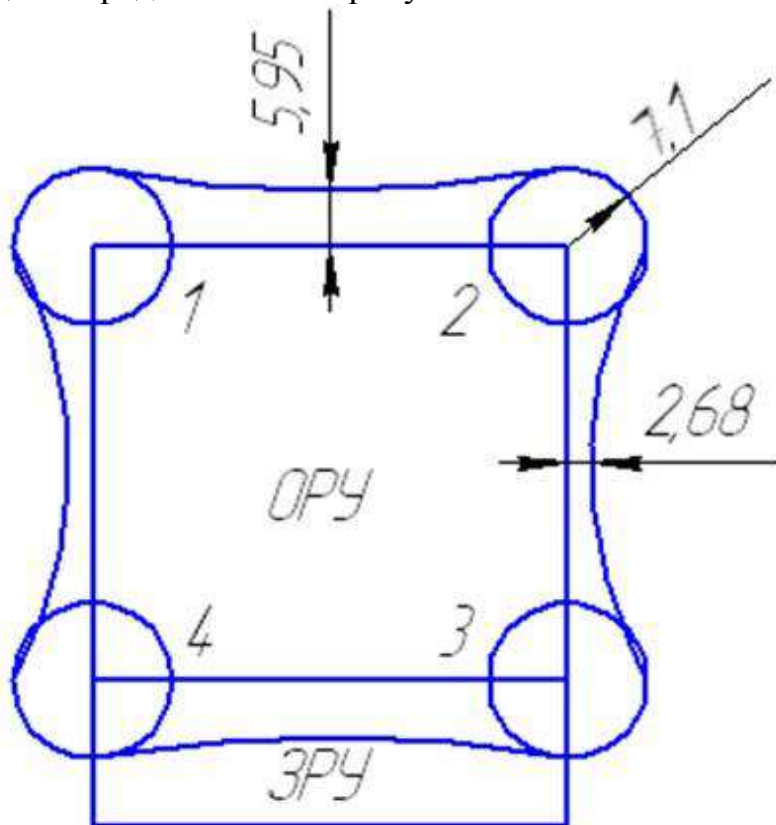


Рисунок 13.4 – Зона молниезащиты на высоте $h_x = 11,5$ м

Здание ЗРУ защищается путем заземления молниезащитной сеткой, расположенной под мягкой кровлей здания ЗРУ.

Выводы по разделу 12

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ

Лист

131

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена ее конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Была разработана и выбрана смешанная схема, а также произведен выбор ее электрооборудования.

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

Методом Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

					13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		132

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Перечень изготавливаемых на российских предприятиях автоматических выключателей. Завод-изготовитель:

Дивногорский завод низковольтных автоматов <http://www.dznva.ru/>

Октябрьский завод низковольтных автоматов
<http://www.secoin.ru/proizvod/nizkovoltnik/nizkovoltnik.html>

Новосибирск НВА <https://nva.ooo/>

Черкесск НВА <http://www.secoin.ru/proizvod/nva/nva.html>

Тирасполь <http://www.secoin.ru/proizvod/tiraspol/tiraspol.html>

Курск <https://keaz.ru/>

Ульяновск, контактор <https://www.kontaktor.ru/>

НПО ХЭМЗ <https://xn-g1aj0aba.xn-p1ai/>

Ангарский эл.мех.завод
<https://angarskiy-elektromehaniicheskiy-zavod.pulscen.ru/>

Нововятский механический завод, Киров <http://www.nmz.ru/>

2 ВЗМ1 (Moeller)

http://moeller.kz/catalogs/avtomaticheskie_vikluchateli_BZM.pdf

3 Compact NS (Schneider Electric)

<https://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1002-compact-ns-%3E-630-a/>

4 Formula A (ABB)

http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/05_SACE_Formula.pdf

5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

6 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

8 Технические характеристики: шинопровод распределительный
<http://xn--80aajzhcnfck0a.xn--p1ai/PublicDocuments/01-1113-02.pdf>

9 Технические характеристики: шинопровод магистральный
<http://oskol.nt-rt.ru/images/manuals/shma4.pdf>

10 ТМГ. Технические характеристики
<https://protransformatory.ru/vidy/transformator-tmg>

11 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.
http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_1357743030.pdf

12 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

13 Технические характеристики: ТСЗП
http://www.complectprom.ru/produkcija/transformatory_suhie/transformatory_suhie_p_reobrazovatelnye/?yclid=2534779920026706336

										Лист
										133
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.408.00.00 ПЗ					

- 14 Технические характеристики: силовой трансформатор 110 кВ
<http://silovoytransformator.ru/110kv/trdn-25000-110.htm>
- 15 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 16 Технические характеристики: провод марки АС-95/16
<http://linijaopory.ru/provod-as-95-16-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki>
- 17 Каталог: выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.–
http://www.promkoop.ru/userfiles/KatalogVEB-11_neff.pdf
- 18 Каталог: разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ.–
http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv
- 19 Каталог: счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– <http://www.nzif.ru/podbor/trjokhfaznye/mnogofunkcionalnye-set-psch/set-4tm-03m-set-4tm-02m/set-4tm-03m-09>
- 20 Каталог: трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.–
http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy
- 21 Каталог: ограничители перенапряжения нелинейные. –
<http://forca.ru/stati/podstancii/ogranichiteli-perenapryazheniya-nelineinye-opn-v-raionnyh-i-raspredelitelnyh-setyah.html>
- 22 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 23 Каталог: Кабель АПвПу-10
https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu_kamkabel/
- 24 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112>
- 25 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>
- 26 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.
- 27 Каталог: К-104М http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf
- 28 Каталог: вакуумные выключатели типа ВВЭ.
 – <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161>

- 29 Каталог: измерительные трансформаторы тока.–
http://www.cztt.ru/transformator_to-ka.html
- 30 Каталог: трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.
 – http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali
- 31 Каталог: комплектные трансформаторные подстанции. –
https://www.kontaktor.ru/ktp_nku/detail_page.php?ID=170
- 32 Каталог: комплектующие камеры (ячейки) КСО.–
<http://promenergozao.ru/images/prom/instrukcii/kso203-ri.pdf>
- 33 Каталог: разъединители серии РВ
http://tpk-sistema.ru/razediniteli_serii_rv
- 34 Каталог: предохранителями типа ПКТ103-10
http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf
- 35 Каталог. Электроприводная техника.
 – <http://www.vniir.ru/ept/ubpvd-vc/>
- 36 Каталог: комплектные токопроводы и шинопроводы.
 – http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinprov2007.pdf
- 37 Каталог: трансформатор собственных нужд
<http://tver-energo.com/TSKS%2040.html>
- 38 Каталог: автоматические выключатели серия «Электрон».–
https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron_ie_to.pdf
- 39 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №41695-ХМ/09 от 09.12.2016. Индексы изменения сметной стоимости на 4 квартал 2016 года. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 27 с.
- 40 Каталог: комплектные конденсаторные установки 0,4 кВ. –
http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka
- 41 Каталог: комплектные конденсаторные установки 10,5 кВ. –
<http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-vysokogo-n-12/>
- 42 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.
- 43 Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87) <file:///C:/Users/Downloads/sepam%20schneider.pdf>